



יצירת מקומות עבודה חדשים



Delek Drilling

2017

דוח תקופתי ליום

31.12.2017



הוזלת עלויות החשמל והמים



שיפור באיכות החיים והסביבה



פיתוח תשתיות



אנרגיה ירוקה, נקיה וזולה





2017

תוכן העניינים

תיאור עסקי השותפות

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות

דוחות כספיים ליום 31.12.2017

דוחות פרופורמה ליום 31.12.2017

פרטים נוספים על השותפות

דוח בדבר אפקטיביות הבקרה



2017

תיאור עסקי השותפות

פרק א' – תיאור עסקי השותפות

סעיף	עמוד
1	1 – א תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות
2	4 – א תחום הפעילות
3	9 – א השקעות בהון השותפות ועסקאות ביחידות ההשתתפות
4	10 – א חלוקת רווחים
5	17 – א מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות
6	17 – א סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים
7	20 – א תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות
7.1	20 – א מידע כללי על תחום הפעילות
	25 – א פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות
7.2	25 – א פרויקט ים תטיס
7.3	27 – א פרויקט תמר ודלית
7.4	86 – א פרויקט לויתן
7.5	166 – א רשיון רועי
7.6	168 – א זכויות בקפריסין
7.7	196 – א רשיון אלון D
7.8	201 – א חזקת תנין וכריש
7.9	204 – א פעילת שהופסקה
7.10	205 – א מוצרים
7.11	205 – א לקוחות
7.12	223 – א שיווק והפצה
7.13	229 – א צבר הזמנות
7.14	231 – א תחרות
7.15	235 – א עונתיות
7.16	235 – א מתקנים וכושר ייצור
7.17	237 – א חומרי גלם וספקים
7.18	238 – א הון אנושי
7.19	238 – א הון חוזר
7.20	239 – א מימון
7.21	245 – א מיסוי
7.22	245 – א סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם
7.23	248 – א מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות
7.24	288 – א שעבודים
7.25	288 – א הסכמים מהותיים
7.26	315 – א הליכים משפטיים
7.27	319 – א יעדים ואסטרטגיה עסקית
7.28	323 – א כיסוי ביטוחי
7.29	324 – א גורמי סיכון

1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות¹

1.1 פעילות השותפות ותיאור התפתחות עסקיה

- 1.1.1 דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: **"השותפות"**), הינה שותפות מוגבלת ציבורית, כמשמעותה בפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: **"פקודת השותפויות"**), העוסקת בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט. השותפות נוסדה על-פי הסכם שותפות שנחתם ביום 1.7.1993 (כפי שתוקן מעת לעת) (להלן: **"הסכם השותפות"**) בין דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: **"השותף הכללי"**) כשותף כללי מצד אחד, ובין דלק נאמנויות קידוחים בע"מ כשותף מוגבל מצד שני (להלן: **"השותף המוגבל"**). השותפות נרשמה ביום 25.7.1993 לפי פקודת השותפויות.
- 1.1.2 בהתאם לתשקיפים, שפרסמה השותפות בין השנים 1993-2003, הנפיק השותף המוגבל לציבור, יחידות השתתפות הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: **"הבורסה"**).
- 1.1.3 ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחם של המפקחים, פאהן קנה ושות', רואי חשבון ורו"ח מיכה בלומנטל ביחד עם חברת גיסין & קידר (להלן יחד: **"המפקח"**).
- 1.1.4 השותף המוגבל משמש כנאמן ומחזיק את יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידו, המקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (להלן: **"יחידות השתתפות"** או **"היחידות"**), בנאמנות עבור בעלי היחידות.
- 1.1.5 השותף הכללי והשותף המוגבל הינם חברות בנות של דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: **"דלק אנרגיה"**), חברה ציבורית בשליטת קבוצת דלק בע"מ (להלן: **"קבוצת דלק"**), אשר בעל השליטה בה הינו מר יצחק שרון (תשובה)².
- 1.1.6 ביום 17.5.2017 הושלם מיזוג בין השותפות (כשותפות קולטת) לבין אבנר חיפושי נפט, שותפות מוגבלת (להלן: **"אבנר"** או **"שותפות אבנר"**) (כשותפות יעד), על-פי הסכם מיזוג מיום 29.9.2016 (כפי שתוקן ביום 22.11.2016), בהתאם להוראות פקודת השותפויות והפרק הראשון בחלק השמיני לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: **"חוק החברות"**), באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של אבנר הועברו As Is לשותפות, השותף המוגבל הנפיק יחידות השתתפות למחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות אבנר, ושותפות אבנר התחסלה ללא פירוק ונמחקה מרישומי רשם השותפויות (להלן: **"המיזוג"** או **"מיזוג השותפויות"**). לפרטים נוספים אודות הסכם המיזוג ראו סעיף 7.25.6 להלן.

¹ להגדרות של חלק מהמונחים המקצועיים הכלולים בפרק זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בסוף הפרק וכן נספח ח' המצורף לדוח זה.

² נכון למועד פרסום הדוח, מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ-60.51% מההון המונפק ובכ-64.42% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק. יצוין כי, ביום 13.3.2018 פרסמה השותפות דוח הצעת מדף, על-פיו הציעה קבוצת דלק, בין היתר, יחידות השתתפות של השותפות, במסגרת הצעת רכש חליפין מלאה שקבוצת דלק מבקשת לבצע למניות דלק אנרגיה.

1.1.7 ביום 20.7.2017, עם התקיימות כל התנאים המתלים, הושלמה עסקת מכירה, על פי הסכם מיום 2.7.2017 אשר נחתם בין השותפות לבין תמר פטרוליום בע"מ (להלן: **"תמר פטרוליום"**), במסגרתה העבירה השותפות לתמר פטרוליום זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות I/12 תמר (להלן: **"חזקת תמר"**) ו-I/13 דלית (להלן: **"חזקת דלית"**) כנגד תמורה במזומן וכנגד הקצאת מניות של תמר פטרוליום (להלן: **"הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום"**). לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.1.8(ז) ו-7.25.16 להלן.

1.1.8 מבנה האחזקות העיקריות של השותפות³



(א) דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.20.1(ד) להלן.

(ב) דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC) אשר הוקמה לצורך גיוס מימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.20.1(א) להלן.

(ג) ים תטיס בע"מ הינה חברה, אשר הוקמה על-ידי השותפים בפרויקט ים תטיס (להלן: **"שותפי ים תטיס"**) לצורך קבלת רשיון הולכת גז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט ים תטיס למתקן הקבלה בחוף אשדוד (להלן: **"מתקן הקבלה"**), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי, התש"ס-2000 (להלן: **"חוק משק הגז הטבעי"**).

נכון למועד פרסום הדוח, אין לחברת ים תטיס בע"מ פעילות כלשהי מלבד היותה בעלת רשיון הקמה והפעלה של צינור הולכת גז אשר ניתן לה על-ידי שר האנרגיה ביום 29.4.2002, וכן פעילויות נוספות הקשורות להיותה בעלת הרשיון האמור, לרבות היותה צד להסכמים שונים בקשר עם מתקן הקבלה ונושאי אבטחה.

(ד) תמר צינור 10 אינטש בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם השותפים בפרויקט תמר (להלן: **"שותפי תמר"**), המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור אחזקותיהם בחזקת תמר. החברה הוקמה לצורך קבלת רשיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט תמר למתקן הקבלה, כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

³ נכון למועד פרסום הדוח, יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל מוחזקות, בין היתר, בידי דלק אנרגיה (במישרין ובאמצעות השותף הכללי) (54.11%), קבוצת דלק (7.83%) ויוסי אבו (0.05%).

(ה) לווייתן מערכת הולכה בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם השותפים בפרויקט לווייתן (להלן: "שותפי לווייתן"), המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור אחזקותיהם בחזקות I/14 לווייתן דרום ו-I/15 לווייתן צפון (להלן: "חזקת לווייתן דרום" ו-"חזקת לווייתן צפון", בהתאמה) (חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון יקראו יחד להלן: "חזקות לווייתן"). החברה הוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נת"ג⁴, כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

(ו) NBL Jordan Marketing Limited הינה חברה, אשר בעלי המניות בה הם שותפי לווייתן, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור אחזקותיהם בחזקות לווייתן. החברה הוקמה בקשר עם התקשרות שותפי לווייתן בהסכם לאספקת גז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן – The National Electric Power Company (להלן: "NEPCO"), לפיו תרכוש את הגז הטבעי משותפי לווייתן בנקודת הכניסה למערכת ההולכה של נת"ג⁴ ותמכור אותו ל-NEPCO בנקודת מסירה הסמוכה לגבול ישראל-ירדן באותם תנאים הקבועים בהסכם אספקת הגז הנ"ל (back to back). לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.5(ב)(1) להלן.

(ז) תמר פטרוליום הינה חברה ציבורית. כאמור לעיל, בהתאם להסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום הנזכר בסעיף 1.1.7 לעיל, העבירה השותפות לתמר פטרוליום זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית, בין היתר בתמורה ל-40% מהון מניות תמר פטרוליום (לאחר ההקצאה). על-פי כתב ויתור בלתי חוזר שהמציאה השותפות לתמר פטרוליום, ויתרה השותפות באופן חד צדדי על כל זכויות ההצבעה הנלוות לכל המניות המוחזקות על ידה למעט בנוגע לכמות מסוימת שנקבעה בהסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.16 להלן. ביום 29.1.2018 התקשרה תמר פטרוליום עם נובל בהסכם לפיו רכשה מנובל ביום 14.3.2018, בתוקף למפרע מיום 1.1.2018, 7.5% (מתוך 100%) נוספים בחזקות תמר ודלית, בין היתר בתמורה להקצאה פרטית של 43.5% ממניות תמר פטרוליום (לאחר ההקצאה). בהתאם להסכם האמור, ויתרה נובל באופן בלתי חוזר על כל זכויות ההצבעה הצמודות למניות תמר פטרוליום שהוקצו לה כאמור, כל עוד היא מחזיקה במניות אלו. בעקבות האמור לעיל נכון למועד הדוח, מחזיקה השותפות ב-22.6% מהזכויות ההוניות וב-16.67% מזכויות ההצבעה בתמר פטרוליום.⁴ בהתאם להוראות מתווה הגז (כהגדרתו בסעיף 2.3 להלן) בדבר חובת השותפות למכור את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית, תידרש השותפות, עד למועד הקובע לתמר (כמשמעו

⁴ יובהר, כי לא חל שינוי בזכויות ההצבעה של דלק קידוחים בתמר פטרוליום בעקבות השלמת העסקה האמורה עם נובל, וזאת בשל ויתורה של נובל על כל זכויות ההצבעה הצמודות למניות תמר פטרוליום שהוקצו לה, כמתואר לעיל.

בסעיף 7.23.1(ב)2.א להלן), למכור את החזקותיה בתמר פטרוליום. לפרטים ראו סעיף 7.23.1 להלן.

לפרטים נוספים אודות החברות הנ"ל, ראו תקנה 11 לפרק ד' לדוח זה.

2. תחום הפעילות

2.1 לשותפות החזקות בנכסי נפט כמפורט בסעיפים 7.2-7.7 להלן, ובכלל זה מחזיקה השותפות, יחד עם שותפיה כאמור, במספר ממצאי גז משמעותיים באזור הים התיכון, הכוללים, בין היתר, את מאגר תמר, מאגר לויתן ומאגר אפרודיטה בקפריסין. מאגר תמר, אשר הזרמת הגז ממנו החלה במרץ 2013, מספק כיום כמעט את מלוא הביקוש לגז הטבעי במשק הישראלי, ובין לקוחותיו הבולטים נמנים חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "**חברת החשמל**"), תחנות כוח פרטיות ושורה של מפעלי תעשייה. השותפות פועלת, יחד עם שותפיה בפרויקט לויתן, לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן וזאת במטרה לאפשר תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לויתן עד סוף שנת 2019, וכן פועלת, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, לקידום ופיתוח תוכניות מסחור הגז הטבעי ושיווקו למשק המקומי ולשווקים אזוריים וגלובליים, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)2 להלן. בנוסף, ממשיכה השותפות לפעול לבחינת הפוטנציאל של ממצאי גז טבעי ו/או נפט נוספים בנכסי הנפט שלה.

2.2 נכון למועד פרסום הדוח, עיקר עיסוקה של השותפות הינו בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט, ובכלל זה, בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט ממאגר תמר שבשטח חזקת תמר (להלן: "**פרויקט תמר**"), בקידום הרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר, בפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן ובקידום מסחור הגז הטבעי והקונדנסט ממנו, בקידום ותכנון שלב 1ב' בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן לשווקי יעד נוספים, בקידום ותכנון של מסחור הגז הטבעי ופיתוח מאגר אפרודיטה, בבחינת חלופות תשתית שונות להזרמת גז טבעי לשווקי יעד נוספים, בפעילות חיפושים בנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות לרבות למטרות נפט, לצד בחינת כניסה לנכסי נפט נוספים בישראל ובאגן הים התיכון. כמו כן, עוסקת השותפות בקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי מנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות, וכן בבחינת ובקידום חלופות שונות למכירת החזקות השותפות בפרויקט תמר, בהתאם להוראות מתווה הגז (כהגדרתו בסעיף 2.3 להלן).

2.3 ביום 16.8.2015 התקבלה החלטת ממשלה (אשר שבה ואומצה בהתאמות מסוימות ביום 22.5.2016) בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לויתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח-1988 (להלן: "**חוק ההגבלים העסקיים**") לשותפות ו-Noble Energy Mediterranean Ltd. (להלן: "**נובל**") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם לסעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים (החלטת הממשלה והוראות הפטור כאמור יקראו להלן יחדיו: "**מתווה הגז**"). לפרטים נוספים אודות מתווה הגז ראו סעיף 7.23.1 להלן.

2.4 בהתאם להנחיות הבורסה, התחייבה השותפות לבצע אך ורק פרויקטים של חיפושים, פיתוח והפקה אשר הוגדרו בהסכם השותפות או בתיקון לו שיאושר על-ידי אסיפת בעלי יחידות

ההשתתפות. הסכם השותפות מגדיר את האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בסעיף 2.6 להלן.

2.5 עוד נקבע בהסכם השותפות כי עיקר הוצאותיה של השותפות יהיו "הוצאות חיפוש ופיתוח" כמשמעות מונח זה בתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988⁵ (להלן: "**תקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות)**").

2.6 בטבלאות שלהלן מובאים פרטים בדבר נכסי הנפט בהם יש לשותפות זכויות וכן פרטים בדבר ההערכה המיטבית של כמויות העתודות, המשאבים המותניים והמשאבים המנובאים בנכסים אלו (במונחי 100%)⁶. לפירוט נוסף לגבי נכסים אלו, ראו סעיפים 7.2-7.7 להלן.

⁵ יצוין, כי תוקף התקנות כאמור הינו עד ליום 30.6.2015 ונכון למועד פרסום הדוח, טרם הוארך תוקפן.
⁶ בכל הנכסים בהם מובאים נתוני הערכת כמויות עתודות ו/או משאבים, הנתונים הינם נכון ליום 31.12.2017, וזאת למעט העתודות והמשאבים המותניים בפרויקט לווייתן לגביהם מובאים נתונים נכון ליום 28.2.2018.

נכסי נפט בהם לשותפות החזקה במישרין ובעקיפין													
הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)			הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)			הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים ⁷ (100%)			מאגרים שהתגלו בשטח נכס/י הנפט	שיעור זכויות השותפות בנכסי הנפט	סוג הזכות	שם נכסי הנפט	שם הפרויקט
נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	נועה, מרי B, והפינקלס	48.5%	חזקה	I/7 נועה I/10 אשקלון (להלן: "חזקת נועה" ו-"חזקת אשקלון", בהתאמה)	ים תטיס ⁸
-	14.4	11,058.1	-	-	-	-	-	-	תמר ו-תמר South West (להלן: "תמר SW") ¹¹	¹⁰ 25.7855%	חזקה	חזקת תמר	תמר ⁹
-	-	-	-	-	270.7	-	-	267.6	דלית	¹³ 25.7855%	חזקה	חזקת דלית	דלית ¹²

⁷ המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר הסיכויים להימצאותם שונים.

⁸ לפרטים אודות סיווג פרויקט ים תטיס כנכס נפט זניח לתוצאות פעילות השותפות, ראו סעיף 7.2 להלן.

⁹ על-פי מתווה הגז, על השותפות למכור את כלל זכויותיה בחזקות תמר ודלית עד המועד הקובע לתמר (כמשמעו בסעיף 7.23.1(ב)2.א להלן).

¹⁰ שיעור זה כולל את שיעור החזקת השותפות במישרין בחזקת תמר (22%), וכן החזקת השותפות בעקיפין בחזקת תמר באמצעות החזקת השותפות במניות תמר פטרוליום בע"מ בשיעור של 22.6%.

¹¹ חלק מהעתודות בקידוח תמר South West גולשות לשטח רשיון 353/ערן (להלן: "רשיון ערן"), אשר פקע ביום 14.6.2013 ומצוי בהליך משפטי. לפיכך, הנתונים בטבלה לעיל אינם כוללים את המשאבים שהוכחו על-ידי הקידוח כאמור כחלק ממאגר תמר SW ואשר גולשים לרשיון ערן. לפרטים נוספים אודות רשיון ערן, ראו סעיף 7.9 להלן.

¹² ראו הערת שוליים 9 לעיל.

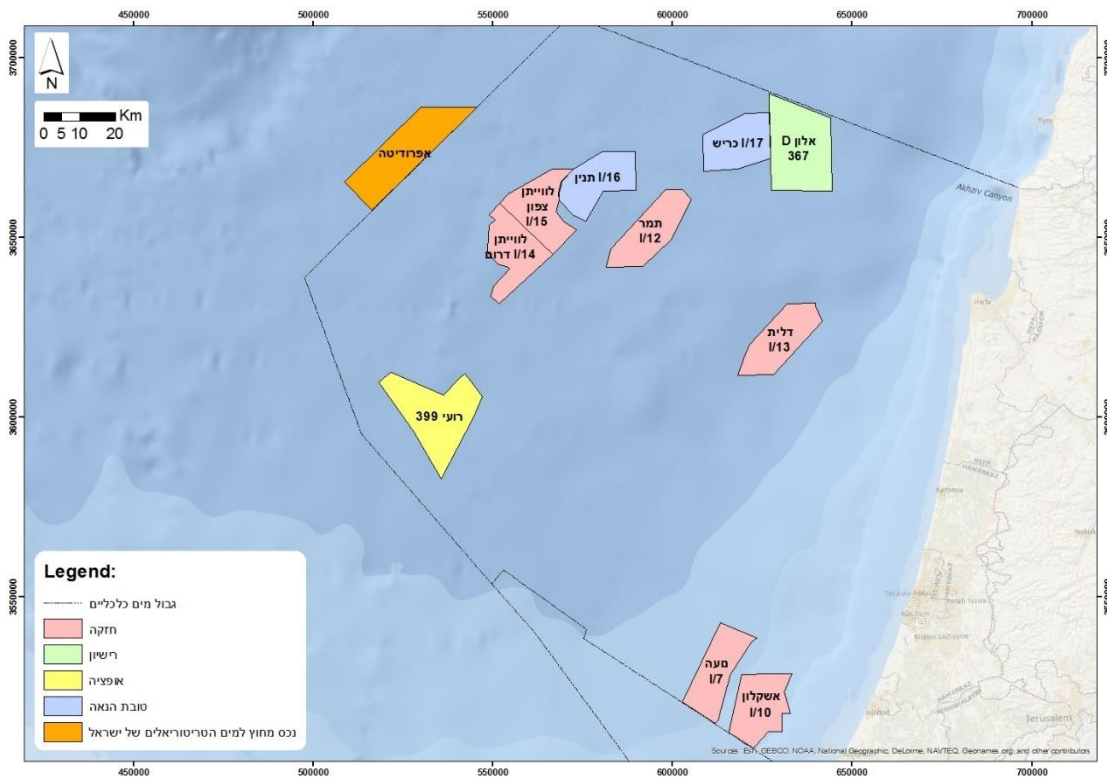
¹³ ראו ה"ש 10 לעיל.

נכסי נפט בהם לשותפות החזקה במישרין ובעקיפין													
הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)			הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)			הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים ⁷ (100%)			מאגרים שהתגלו בשטח נכס/י הנפט	שיעור זכויות השותפות הנכסי הנפט	סוג הזכות	שם נכסי הנפט	שם הפרויקט
נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	נפט Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF					
-	22.7	12,650.9	-	15.6	8,711.9	559.7	-	3,950	לוויתן	45.34%	חזקה	חזקות לוויתן	לוויתן ¹⁴ ולוויתן עמוק
-	-	-	-	7.1	3,527.2	-	1.9	1,018.5	אפרודיטה	30%	זכיון מכח PSC	בלוק 12	בלוק 12 בקפריסין
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.941%	רשיון	D/367 אלון (להלן: "רשיון אלון D")	-

¹⁴ כמויות העתודות והמשאבים המותנים של הגז הטבעי במאגר לוויתן מוערכת בכ- 21.4 TCF (סך כל העתודות מסוג 2P וסך כל המשאבים המותנים מסוג 2C יחד).

נכסי נפט בהם לשותפות טובת הנאה ¹⁵														
שם הפרויקט			שם נכסי הנפט		סוג טובת ההנאה	שיעור זכויות השותפות בטובת ההנאה בנכסי הנפט	מאגרים שהתגלו בשטח נכסי/ הנפט	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים ¹⁶ (100%)			הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)		הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)	
								גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	נפט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	נפט Million Barrels	
תנין ¹⁷			חזקת I/16 (להלן: "חזקת תנין")		זכות לתמלוג	5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל") ולפני מועד החזר ההשקעה; 2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה; ו- 3.22% עם תחילת תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה ¹⁸	תנין	-	-	-	-	-	-	
כריש ¹⁹			חזקת I/17 (להלן: "חזקת כריש")		זכות לתמלוג	5.12% לפני תשלום ההיטל ולפני מועד החזר ההשקעה; 2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה; ו- 3.22% עם תחילת תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה ²⁰	כריש	-	-	-	-	-	-	

2.7 מפה הכוללת את נכסי הנפט של השותפות, נכון למועד פרסום הדוח



לפרטים נוספים בדבר רשיונות שלא הווארך תוקפם והנמצאים בהליכים משפטיים, ראו סעיף 7.9 להלן.

3. השקעות בהון השותפות ועסקאות ביחידות השתתפות

במהלך השנתיים האחרונות לא בוצעו השקעות בהון השותפות ו/או עסקאות מהותיות מחוץ לבורסה ביחידות השתתפות, על-ידי בעלי עניין בשותפות, והידועות לשותפות, למעט כמפורט להלן:

שם בעל העניין	יום ביצוע העסקה	סוג העסקה	סוג ניירות הערך	כמות ניירות הערך	מחיר ליה"ש (בש"ח)	תמורה (בש"ח)
יוסי אבו	28.9.2017	מכירה	יחידות השתתפות	511,954	11.16	5,713,406.64
דלק אנרגיה	28.9.2017	רכישה	יחידות השתתפות	511,954	11.16	5,713,406.64

4. חלוקת רווחים

4.1 בתקופה מיום 1.1.2016 ועד ליום 31.12.2017 הכריזה השותפות על חלוקת רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:²¹

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות		סכום החלוקה הכולל (במיליונים)	
		השותפות	אבנר	השותפות	אבנר
29.3.2016	20.4.2016	0.04571 דולר	0.00750 דולר	כ-25 דולר	כ-25 דולר
30.11.2016	12.1.2017	0.08519 דולר	0.01601 דולר	כ-46.6 דולר	כ-53.4 דולר
16.1.2017	9.2.2017	0.16866 דולר	0.03231 דולר	כ-92.3 דולר	כ-107.7 דולר
25.5.2017	20.6.2017	0.15335 דולר		180 דולר	
15.8.2017	7.9.2017	0.25558 דולר		300 דולר	
21.12.2017	18.1.2018	0.1783416 ש"ח		כ-209 ש"ח	

נכון ליום 31.12.2017, לשותפות רווחים ראויים לחלוקה בסך של כ-439.7 מיליוני דולר ארה"ב (להלן: "דולר"), בכפוף לאמור בסעיפים 4.2.4 עד 4.2.5 להלן ולכל דין.

4.2 הוראות הסכם השותפות בעניין חלוקת רווחים והחלטות אסיפות כלליות בעניין

4.2.1 בהסכם השותפות נקבע כי כל הרווחים של השותפות, הראויים לחלוקה, על-ידי השותפות על-פי דין, בניכוי סכומים (שלא הובאו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות, ובכלל זה החזר הלוואות, ולרבות סכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר (להלן בסעיף זה: "הרווחים"), יחולקו לשותפים בשותפות, בהתאם לזכויותיהם.²²

4.2.2 אחת לשנה, בסמוך לתום השנה, יערוך השותף הכללי, בהתייעצות עם רואי החשבון של השותפות, הערכה של ההכנסה השנתית החייבת לצרכי מס של השותפות. בהתבסס על הערכה זו יקבע השותף הכללי את הסכום לחלוקה ראשונה (להלן: "הסכום לחלוקה ראשונה"). הסכום לחלוקה ראשונה יפורסם על-ידי השותף הכללי לפני תום השנה ויחולק לאחר מכן לשותפים (כפי שהיו בתום השנה). יתרת הרווחים שיוותרו לחלוקה (אם בכלל) בגין אותה שנה, תיקבע על-ידי השותף הכללי ותפורסם בסמוך לאחר פרסום הדוחות הכספיים המבוקרים של השותפות בגין אותה שנה (להלן: "החלוקה השנייה"). בהסכם השותפות הובהר כי היה ולאחר

²¹ יצוין כי החל מחודש מאי 2017 סכומי החלוקה המתוארים בטבלה הינם לאחר השלמת מיזוג השותפויות. לפרטים אודות המיזוג ראו סעיף 1.1.6 לעיל.

²² סעיף זה קיים בהסכם שותפות מוגבלת מיום 6.8.1991 (כפי שתוקן מעת לעת) שנחתם בין אבנר נפט וגז בע"מ כשותף הכללי באבנר מצד אחד ובין אבנר נאמנויות בע"מ כשותף מוגבל באבנר מצד שני (להלן: "הסכם שותפות אבנר").

ביצוע החלוקה השניה יתברר בעקבות שינוי בנסיבות כי ניתן לחלק סכומים נוספים בגין אותה שנה, יהיה השותף הכללי רשאי לבצע חלוקות נוספות בגין אותה שנה, והשותף הכללי יהא חייב לעשות כן אם הסכומים הנוספים הניתנים לחלוקה יהיו בסך העולה על 3 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות הסדר המיסוי החל, ראו סעיפים 4.3 עד 4.5 להלן.

4.2.3 חישוב הרווחים יעשה תמיד לשנה המסתיימת ביום 31 בדצמבר. על-אף האמור לעיל, לא יחולקו סכומים כלשהם אם קבלתם על-ידי השותף המוגבל תחשב למשיכה של השקעתו או חלק ממנה כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות. בכל מקרה שקיים ספק אם חלוקת סכומים כלשהם לשותף המוגבל תיחשב כמשיכת השקעתו או חלק ממנה כאמור, לא תיעשה החלוקה אלא בהסכמת המפקח.

4.2.4 בהתאם להחלטת אסיפה של בעלי היחידות מיום 8.4.2010, תוקן הסכם השותפות, באופן המאפשר לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים, ככל שידרש, אם בכלל, לצורך השתתפות בעבודות הפיתוח וההפקה בחזקות תמר ודלית אשר יאושרו על-ידי השותף הכללי, מעת לעת, בהתאם להסכם התפעול המשותף החל על החזקות כאמור.

4.2.5 ביום 30.12.2013 התקיימה אסיפה של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, בין היתר, לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כמשמעותם בהסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לוויין, בהתאם לתכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לוויין, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפוש והערכה בחזקות לוויין ובבלוק 12 המצוי במים הכלכליים של קפריסין²³, בהתאם לתכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים נכסי הנפט הנ"ל. יובהר, כי רווחים שלא ייעשה בהם שימוש בפועל עבור מטרות דלעיל יחולקו לבעלי יחידות השתתפות, אלא אם כן יוחלט אחרת על-ידי אסיפת בעלי היחידות.

4.3 הוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011²⁴

4.3.1 על פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: **"סעיף 19"** ו-**"חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע"**, בהתאמה) חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח (מאושר על ידי ר"ח) על ההכנסה החייבת של השותפות. סעיף 19 קובע כי בעת הגשת הדוח, על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו,

²³ יצוין, כי בנוסח ההחלטה צוינו בנוסף רישיונות 360/רות C ו-365/אלון B, אשר נכון למועד פרסום הדוח, פקעו.
²⁴ ביום 7.11.2017 פרסם משרד האוצר את תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון מס'), התשע"ח-2017 (להלן: **"התזכיר"**) בו נכללו מספר תיקונים מוצעים להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, בהמשך למתווה הגז. עניינם של התיקונים נשוא התזכיר הינו, בין היתר, בתיקון הגדרת המונח "תקבול" בחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, כך שזו תכלול גם תשלומים עבור רכיבים נלווים למכירה כפי שנקבע במתווה הגז, קביעת מספר הוראות המגבירות את יכולת הביקורת והאכיפה של חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע על-ידי רשות המיסים והענקת תמריצים לבעלי זכויות מסוימים במיזמי נפט שגודלם עד BCM 50.

על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות, כפי שיהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס) (להלן: "**המחזיקים הזכאים**"). על פי הוראות סעיף 19, המס אותו על השותף הכללי לשלם בעת הגשת הדוח על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים, יחושב לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים (להלן: "**שיעור מס משוקלל**") כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד, נמוך מהשיעור האמור.

4.3.2 הואיל ובאופן מובנה ונכון למועד פרסום הדוח, אין בידי השותף הכללי נתונים בדבר כמות יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם וכמות יחידות ההשתתפות המוחזקות על ידי מחזיקים זכאים שהינם יחידים (למעט מידע חלקי בדבר החזקות בעלי העניין), אין ביכולת השותף הכללי להעריך את שיעור המס המשוקלל.

4.3.3 עמדת השותפות הינה כי המס שישולם על-ידי השותף הכללי (כולל המקדמות ולרבות תשלומים נוספים שיבוצעו בעתיד על חשבון המס של אותה שנת מס ובניכוי החזרים, ככל שיהיו), הינו על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים ומהווים חלוקה, על-ידי השותפות, כאשר התאריך הקובע בגין חלוקה זו הינו יום 31 בדצמבר של כל שנת מס בגינה שולמו המקדמות.

4.3.4 מאחר שלגישת השותף הכללי, הוראות סעיף 19 גוברות על האמור בהסכם השותפות לעניין מיסוי שותפות נפט, וכל עוד הללו אינן תואמות את ההסדר הקבוע בסעיפים 4.2.1 עד 4.2.3 לעיל, תפעל השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, חלף הוראות הסעיפים האמורים, לעניין מיסוי שותפות נפט. למען הסר ספק, יצוין כי אין באמור כדי לבטל את האמור בסעיפים 4.2.4 עד 4.2.5 לעיל, בענין הימנעות מחלוקת רווחים.

4.3.5 ביום 30.10.2016 הגיש המפקח של שותפות אבנר בקשה לבית המשפט למתן הוראות בנוגע לפרשנותו ואופן יישומו של סעיף 19.²⁵ עמדת השותף הכללי הינה כי תשלום המס מהווה חלוקת רווחים, ויש לשלם את המס באופן אחיד ובלא הבחנה בין מחזיקים שהינם חבר בני אדם ובין מחזיקים שהינם יחיד, ואילו לשיטת המפקח יש לשלם את המס תוך התחשבות במעמדו המיסוי של כל מחזיק, ובהעדר ידיעה מוסמכת לגבי מעמד כזה, לשלם עבורו את שיעור המס המקסימלי החל על יחיד. ביום 22.6.2017 הגיש השותף הכללי בשותפות אבנר תשובה מקדמית לבקשת מפקח שותפות אבנר למתן הוראות, ובמסגרתה טען כי אין לפרש את סעיף 19 ככזה

²⁵ לבקשת מפקח אבנר, ובהסכמת הצדדים, ביום 16.7.2017 הורה בית המשפט לעדכן את זהות הצדדים בהליך בעקבות מיזוג השותפויות. מפקח השותפות טרם המיזוג הוסף כמבקש (בנוסף למפקח אבנר), השותפות צורפה במקומה של שותפות אבנר, השותף הכללי בשותפות צורף במקום השותף הכללי בשותפות אבנר והשותף המוגבל בשותפות צורף במקום השותף המוגבל בשותפות אבנר.

המתיר חלוקה בלתי שוויונית לבעלי יחידות ההשתתפות, ואף לא ככזה הכופה על שותפות אבנר לבצע חלוקת רווחים "מאזנת". ביום 26.7.2017 הוגשו סיכומים מטעם משרד המשפטים ופקיד שומה למפעלים גדולים.

4.3.6

ביום 1.11.2017 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בבקשה. להבנת השותפות, קובע פסק הדין, כדלקמן: (א) סעיף 19(א) לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "**סעיף 19(א)**") אינו עוסק בהסדרת היחסים בין מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבין עצמם, אלא רק באופן גביית המס. משכך, אין לראות בתשלום המס לפי סעיף 19(א) כחלוקה, ותשלום המס אינו כפוף למבחני החלוקה; (ב) לא ניתן לקבל את הצעת השותף הכללי כי לצד תשלום המס תונפק למחזיקים תעודת מס שבה ייחוס התשלום יהיה אחיד לכל מחזיק מבלי להתחשב במעמדו, שכן בהצעה זו גלום תשלום מס בחסר לגבי "יחידים", שיחייב פעולות גבייה נוספות ויפגע בתכלית סעיף 19(א) שהיא ייעול גביית המס; (ג) בית המשפט אינו רואה כל הצדקה להתערב בניהול ענייני השותפות ולחייב את השותפות בתשלום סכום העולה על המתחייב מהוראות סעיף 19(א)(6) למחזיקי יחידות ההשתתפות או למס הכנסה; (ד) כל עוד עומד הסדר הגביה הקבוע בסעיף 19(א) בתוקפו, על השותפות ו/או השותף הכללי למצוא את הדרך הראויה לאזן בין ההוצאה הנוספת הכרוכה בשיעור המס החל על יחידים המחזיקים ביחידות ההשתתפות לבין ההוצאה הכרוכה בשיעור המס החל על חברות המחזיקות יחידות השתתפות. אחת הדרכים היא שבמועד תשלום המס על ידי השותף הכללי, יקבע השותף הכללי חלוקה מאזנת שיכול שתהא "רעיונית" (זקיפה רישומית עד לחלוקה והתחשבות בפועל) לאותם בעלי יחידות השתתפות ששיעור המס שלהם נמוך משיעור המס החל על יחידים. בית המשפט, אינו שם עצמו במקום השותף הכללי וככל שימצא הסדר אחר העונה על דרישות הדין (הסכמי השותפות ודיני השותפויות) החלות על השותפות ועליו, רשאי הוא לעשות כן. ביום 31.12.2017 הגיש השותף הכללי בשותפות ערעור על פסק דינו של בית המשפט המחוזי במסגרתו התבקש בית המשפט העליון להורות מהי פרשנותו הראויה של סעיף 19, באופן בו תקבע דרך קבועה, ידועה ורוחבית למיסוי הכנסותיהן החייבות של שותפויות נפט, לפיה יוכלו שותפויות הנפט כולן לנהוג בוודאות, בין היתר, תוך ייחוס תשלום המס בין המחזיקים באופן שיוויוני אשר ימנע קיפוח מחזיקים החבים בשיעור נמוך משיעור המס המירבי החל על יחיד. כן התבקש בית המשפט העליון לקבוע, כדלקמן: (א) יש לייחס את תשלום המס שמשלמת שותפות נפט לפי הוראות סעיף 10 באופן שיוויוני בין כל היחידות בשותפות; (ב) בהתאם, על השותפות להנפיק למחזיקי היחידות תעודות מס שיוויוניות, כך שהמס ששילמה השותפות, על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות, יירשם בתעודת המס בסכום אחיד ליחידים ולחבר בני אדם, ללא הבחנה ביניהם, וכל שותף יוכל לעשות שימוש בתעודה זו, ככל הדרוש לו, בין אם לשם השלמת תשלום המס הנדרש ממנו, ובין אם לשם קבלת החזר מס; (ג) לחלופין, לקבוע כי החלטת בית המשפט המחוזי לפיה יש לייחס את המס לשותפים באופן דיפרנציאלי תחול מכאן ולהבא בלבד, ואילו ביחס לעבר יוכלו שותפויות הנפט לייחס את המס ששולם באופן שיוויוני למחזיקים הרלוונטיים, ובהתאם הן

תהיינה רשאויות להוציא תעודות מס שיויוניות ; (ד) לחילופי חילופין, וככל שייקבע כי תשלום המס בהתאם לסעיף 19 אינו מהווה חלוקה כמשמעה בחוק החברות, אזי ייקבע כי גם תשלום איזון שיבוצע למחזיקי יחידות השתתפות שהן חבר בני אדם (על מנת למנוע סבסוד בין מחזיקי יחידות בשותפות בתשלום המס), אינו מהווה חלוקה, וזאת על מנת למנוע קיפוח מחזיקים החבים בשיעור נמוך משיעור המס המירבי החל על יחיד (דוגמת חברות או גופים מוסדיים).

למיטב ידיעת השותפות, גם בעניינה של שותפות נפט נוספת – ישראלמקו נגב 2 (להלן: "ישראלמקו") – הוגש ערעור לבית המשפט העליון על החלטה דומה של בית המשפט המחוזי בעניין אופן ייחוס המס שמשלמת השותפות על חשבון המחזיקים. המערערים בעניינה של ישראלמקו הם השותף הכללי והמפקח בישראלמקו, והם אף הגישו בקשה ששני הערעורים – של ישראלמקו ושל השותפות ידונו ויוכרעו במאוחד – בקשה אשר הוגשה בהסכמת השותפות.

4.4 שנות המס 2015-2016

ביום 13.12.2017 התקבלו תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת המס 2015 ולשנת המס 2016. מודגש ומובהר בזאת, כדלקמן:

4.4.1 בעלי יחידות השתתפות של השותפות יהיו **רשאים (אך לא חייבים)** לכלול בדוחות המס שלהם לשנים אלו, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, בגין יחידות ההשתתפות שהוחזקו על ידם לשנים 2015 ו-2016, וזאת על פי תעודות המס הזמניות.

4.4.2 התעודה הזמנית תאפשר למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיק זכאי" ושיש להם הפסדים לצורכי מס או פטור ממס במי משנות המס הנ"ל, לקבל החזרי מס בגין המס ששולם על ידי השותפות ויוחס להם.

4.4.3 בהתאם להסכמות עם רשות המסים, מדובר בתעודת מס זמנית בלבד וכי תעודת המס הסופית לכל שנת מס כאמור, תופק רק בגמר ביקורת רשות המיסים. התחשבות המס הסופית של כל "מחזיק זכאי" תיעשה על פי השומה הסופית של השותפות והתעודה הסופית לצורך חישוב המס של "מחזיק זכאי". כמו כן, התעודה הסופית יכול שתשתנה בעקבות תוצאות הערעור שהוגש על-ידי השותפות על פסק דינו של בית המשפט המחוזי כאמור לעיל בסעיף 4.3.6.

4.4.4 בעלי היחידות אשר יפעלו בהתאם לסעיף 1 לעיל, יידרשו לתקן את דוחותיהם בהתאם לתעודת המס הסופית שתפורסם על-ידי השותפות. במקרה זה סכום ההחזר או התשלום לו זכאי או חייב המחזיק הזכאי עלול לקטון או לגדול כפועל יוצא מהאמור לעיל ובהתאם, בעלי יחידות עשויים אף להידרש להשיב לרשות המסים סכומים שהתקבלו על-ידם בהתבסס על התעודה הזמנית.

4.4.5 בטבלה להלן מפורטים הנתונים הנדרשים שצוינו בתעודות המס הזמניות לצורך חישוב הרווח (הניכוי) למחזיק זכאי ביחידת השתתפות אחת בת 1 ש"ח ע.נ. (בש"ח) בשנים 2015-2016:

שנת המס	רווח מעסק לצורכי מס		רווח הון מניירות ערך סחירים		ריבית מניירות ערך סחירים		מס ששולם על חשבון המס בו מחזיקים זכאים שהם יחידים ²⁶		מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם ²⁷	
	השותפות	אבנר	השותפות	אבנר	השותפות	אבנר	השותפות	אבנר	השותפות	אבנר
2015	0.36424	0.05335	0.05220	0.00925	0.03006	0.00493	0.19409	0.02894	0.11698	0.01768
2016	0.71042	0.10373	-	-	0.01568	0.00213	0.34492	0.05033	0.18152	0.02647

4.4.6 יצוין, כי השותפות אינה נישום על-פי פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 והכנסות, הוצאות, רווחים והפסדים של השותפות מיוחסים לבעלי היחידות שהינם "מחזיק זכאי" כהגדרתו בתקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות) לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי" הינו מי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה- 31 בדצמבר של שנת המס.

4.4.7 לפרטים נוספים ראו תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל אבנר לשנות המס 2015 ו- 2016 אשר צורפו לדוח המידי של השותפות מיום 13.12.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-116190), אשר המידע המופיע בהן נכלל בזאת על דרך ההפניה.

4.5 שנת המס 2017

4.5.1 בהמשך לאמור לעיל בדבר הנפקת תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת המס 2015 ולשנת המס 2016, ובהתאם להוראות הסכם השותפות והסכם הנאמנות מיום 1.7.1993 (כפי שתוקנו מעת לעת), ולאחר התייעצות עם רואי החשבון של השותפות, להערכת השותף הכללי (בכפוף למגבלות ולהסתייגויות שלהלן), על-פי נתונים משוערים בלתי מבוקרים ובהתבסס על הערכות והנחות שונות, לרבות לגבי אומדן ההכנסות וההוצאות הצפויות עד ליום 31.12.2017, ההכנסה החייבת לצורכי מס של השותפות לשנת 2017 צפויה להסתכם לסך כולל של כ-908 מיליוני ש"ח, דהיינו כ-0.77330 ש"ח לכל יחידת השתתפות. רווח ההון נטו לשנת 2017 צפוי להסתכם לסך של כ-2,278 מיליוני ש"ח, דהיינו כ-1.94038 ש"ח לכל יחידת השתתפות.

יובהר, כי מדובר בהערכה בלבד וכי טרם נקבע גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בשל החזקת יחידה מיחידות ההשתתפות לשנת המס 2017, וזאת בשל כך שטרם בוצע הליך ביקורת דוחות המס של השותפות על-ידי רואי החשבון של השותפות ועל-ידי רשות המיסים לשנת 2017. כמו כן, לקביעה הסופית של ההכנסה החייבת לצרכי מס של השותפות לשנות המס 2014, 2015 ו-2016 עשויה להיות השפעה מהותית על גובה ההכנסה החייבת של השותפות לשנת 2017. לאחר סיום הליך הביקורת של רואי החשבון ושל רשות המיסים, כאמור לעיל, ועם קביעת גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת 2017, תוצא תעודה לצורך

²⁶ יחיד – לרבות קרן נאמנות חייבת ושותפות.

²⁷ חבר בני אדם – לרבות חברה, קופת גמל, מוסד ציבורי וקרן נאמנות פטורה.

חישוב ההכנסה לצרכי מס למחזיק זכאי. יצוין כי, תוקפן של תקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות) התשמ"ט-1988 הינו עד ליום 30.6.2015, וכי נכון למועד פרסום הדוח, טרם הוארך תוקפן למועד מאוחר יותר.

4.5.2 בהתאם להוראות סעיף 19 כאמור, עד למועד פרסום הדוח, שילמה השותפות למס הכנסה, על חשבון המס שהשותפים יהיו חייבים בו בשנת המס 2017, מקדמות בסכום מצטבר של כ- 764 מיליוני ש"ח, היינו כ- 0.65128 ש"ח לכל יחידת השתתפות. יובהר כי מקדמות כאמור אינן כוללות את ניכוי המס במקור, ככל שינוכה, מהרווחים שחולקו במסגרת הסכם לגביית מס בגין שנת המס 2017 שנחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "**הסכם המס**") (לפרטים ראו הדוחות המיידים מהימים 21.12.2017 ו- 24.12.2017 (מס' אסמכתאות: 2017-01-118860 ו- 2017-01-119130) אשר המידע המופיע בהם מוכלל בזאת על דרך ההפניה). יצוין, כי אם לאחר הגשת הדוח כאמור, ולאחר השלמת ביקורת רשות המסים, יתברר כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות; אם יתברר כי שומת המס הסופית תהא גבוהה מהסכומים ששולמו על-ידי השותפות, יהיה על השותפות לפעול בהתאם להוראות סעיף 19 לחוק ולשלם את יתרת המס הנובעת ממנה לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים, כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליה שיעור המס המירבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד נמוך מהשיעור האמור. כמו כן, תפעל השותפות בהתאם לפסק דינו של בית המשפט המחוזי כאמור, ככל שבית המשפט העליון לא יקבע אחרת בהחלטתו בערעור שהוגש כאמור. ביום 18.1.2018 בוצעה חלוקת רווחים בסך של כ-209 מיליוני ש"ח במסגרת הסכם המס.

ראוי כי כל מחזיק יבחן, באמצעות יועצים מקצועיים, את מצבו המיסוי ואת הצורך בהערכות בהתאם להמלצות יועציו המקצועיים כאמור.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לשנת 2017 ולעניין התשלומים שתשלם השותפות למס הכנסה בגין שנת המס 2017, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך") הואיל וטרם נקבע גובה ההכנסה החייבת לצרכי מס למחזיק זכאי בשל החזקת יחידה מיחידות ההשתתפות לשנת המס 2017, וזאת בשל כך שטרם בוצע הליך ביקורת ספרי השותפות על-ידי רואי החשבון של השותפות ועל-ידי רשות המיסים לשנת 2017. יובהר, כי מדובר בהערכת השותף הכללי בלבד ובאומדן ראשוני וכי הקביעה הסופית של ההכנסה לצרכי מס של השותפות לשנת 2017 עשויה להיות שונה באופן מהותי מההערכה הנ"ל ועשויה להיות מושפעת, בין היתר, מכלל ההכנסות וכלל ההוצאות של השותפות לצרכי מס לשנת 2017 שטרם בוקרו, נכון למועד פרסום הדוח, מהשלכות חשבונאיות ומיסיות אשר אינן ידועות למועד זה, מהקביעה הסופית של ההכנסה לצרכי

מס של השותפות לשנות המס 2014, 2015 ו-2016 ומשינויים בשער החליפין של הדולר למול השקל.

5. מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות

- 5.1 לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות של תחום הפעילות, ראו דוחות על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.2 לפרטים אודות סך הנכסים וההתחייבויות של השותפות ליום 31.12.2017 וליום 31.12.2016, ראו דוחות על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.3 להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל, ראו חלק ראשון בדוח הדירקטוריון של השותף הכללי (פרק ב' לדוח זה).

6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים

- 6.1 כאמור לעיל, תחום הפעילות העיקרי של השותפות הינו חיפושים, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין. חוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן: "חוק הנפט") מסדיר את הרגולציה בתחום חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי בישראל וקובע, בין היתר, כי פעולות חיפושי נפט וגז בישראל יכולות להתבצע באזורים גיאוגרפיים בהם ניתנה לגורם המחפש זכות נפט וגז על-פי חוק הנפט. בנוסף, חוק משק הגז הטבעי מסדיר בעיקר את נושא ההולכה, החלוקה, השיווק והאיחסון של גז טבעי ו/או גז"ן בתחומי מדינת ישראל. לפרטים נוספים אודות חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, ראו סעיפים 7.23.3(ז) ו-7.23.3(י) להלן, בהתאמה.
- 6.2 הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז טבעי מושפעת במידה רבה ממחירי הנפט והגז בעולם, מהביקושים לגז טבעי בשוק המקומי, האזורי והעולמי ומיכולת הייצוא של גז טבעי (בין אם בצנרת, בתצורה דחוסה או נוזלית) המחייבת, בין היתר, משאבי גז בהיקפים ניכרים והתקשרויות בהסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי בכמויות משמעותיות, אשר יצדיקו את ההשקעות הגבוהות הדרושות להקמת התשתיות המתאימות. מכירה של נפט, ככל שימצא והיכן שימצא, יכולה להיעשות לצרכנים שונים בישראל וברחבי העולם על בסיס מחירי הנפט העולמיים באותה עת.
- 6.3 התפתחות משק הגז הטבעי בישראל החלה בשנים 1999-2000 עם גילוי מאגר נועה בחזקת נועה ומאגר מרי B בחזקת אשקלון. הצריכה הכוללת של גז טבעי בישראל עלתה במקביל להתקדמות בהקמתה של תשתית ההולכה של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז") וחיבורם של צרכנים (לרבות תחנות כח) למערך ההולכה.
- 6.4 בשנים האחרונות עובר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב מרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה בישראל. במשאבי הגז הטבעי שהתגלו בישראל, יש כדי לספק את כל צרכי הגז של המשק המקומי במהלך העשורים הבאים, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים.

6.5 בהתאם לנתוני משרד האנרגיה, היקף השימוש בגז טבעי בישראל עלה מכ-BCM 7.6 בשנת 2014 (שנה לאחר תחילת הזרמת גז טבעי מפרויקט תמר) לכ-BCM 8.4 בשנת 2015 ולכ-BCM 9.6 בשנת 2016²⁸. להערכת השותפות, היקף השימוש בגז טבעי בישראל בשנת 2017, הסתכם לכ-BCM 10.4 המהווה גידול שנתי ממוצע בצריכה של כ-8.3%. כן יצוין, כי במהלך השנים 2016-2017, במועדים מסוימים, בעיקר בשעות ביקושי השיא לחשמל בעונות החורף והקיץ, ביקושי השוק בישראל היו גבוהים מיכולת ההפקה השעתית המקסימאלית של פרויקט תמר, ועל-כן לא היה בידי שותפי תמר לספק במועדים אלה את מלוא הביקושים.

6.6 להערכת השותפות, עם חיבורם של ספקי גז נוספים למערכת ההולכה הארצית, הגידול בצריכת הגז הטבעי בישראל צפוי להימשך וזאת, בין היתר, בהינתן מדיניות הממשלה בדבר הגברת השימוש בגז טבעי להפקת חשמל וצמצום הפקת החשמל באמצעות תחנות פחמיות מזהמות, הנגשת הגז הטבעי למפעלי תעשייה נוספים ברחבי הארץ, מעבר כלי רכב ובהם אוטובוסים ורכבים כבדים לשימוש בגז טבעי, פיתוח ומיצוי תעשיות המבוססות על גז טבעי כחומר גלם, ופעולות המדיניות שיינקטו לטובת הנושא, וכל זאת מעבר לגידול הטבעי בביקוש לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי. לעניין החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם, ראו סעיף 7.23.5(ז) להלן. לעניין צווים בקשר עם העלאת מס הבלו על פחם ועל גז טבעי דחוס (CNG), ראו סעיף 7.23.5(ח) להלן.

6.7 פעילות נוספת של השותפות מתבצעת בקפריסין - לתיאור הסביבה הכללית והתחרות בשוק בקפריסין, ראו סעיף 7.14 להלן.

6.8 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה הינם:

6.8.1 תנודות במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), בתעריף ייצור החשמל ובמחיר חבית מסוג ברנט (Brent)

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקטי תמר ולוויתן מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), לתעריף ייצור החשמל כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל (להלן: "תעריף ייצור החשמל" ו-"רשות החשמל", בהתאמה) ולמחיר חבית מסוג ברנט (Brent). על אף האמור לעיל, החשיפה של השותפות לתנודות בתעריף ייצור החשמל ובמחיר חבית נפט מסוג ברנט בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר מגודרת ברף תחתון שנקבע בהסכמים למכירת גז טבעי, היות וכל ההסכמים הצמודים לרכיבים כאמור כוללים "מחיר ריצפה". בשל כך, לירידה נוספת במחיר חבית נפט מסוג ברנט או בתעריף ייצור החשמל כאמור, השפעה מגודרת המוגבלת ל"מחיר ריצפה" כאמור, על הכנסות השותפות מכח ההסכמים שהיא צד להם.

יחד עם זאת, שינוי בכל אחד מרכיבי ההצמדה הנ"ל ו/או במחירי הדלקים החלופיים ו/או שינויים רגולטוריים כאמור לעיל עלולים להשפיע על הכדאיות

²⁸ מתוך משרד האנרגיה, מינהל אוצרות הטבע דו"ח על הכנסות מינהל אוצרות טבע (2016).

הכלכלית של פיתוח או הרחבת מאגרים קיימים ו/או מאגרים חדשים שהתגלו ו/או שיתגלו בעתיד (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות וכן על היקף ההפקה מהם, וכפועל יוצא מכך, על החלטות השותפות בקשר לאמור.

לפרטים אודות ניתוחי רגישות שבוצעו על-ידי השותפות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי ותעריף ייצור החשמל), ראו סעיף 7.3.9(א)4 להלן.

6.8.2 רגולציה

חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, כפופים לרגולציה במדינות אשר בשטחיהן מתבצעת הפעילות. תחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בישראל כפוף לרגולציה ענפה בכל הקשור לנכסי הנפט (לרבות כללים להענקה, העברה ושעבוד), התנאים לפיתוח, להפקה ולאספקה (לרבות הקמת תשתיות הולכה וחלוקה וחיבור צרכנים), התמלוגים, המיסוי, הסדרה סביבתית, הגבלים עסקיים, וכיו"ב. בשנים האחרונות, בעקבות תגליות הגז, שנתגלו על-ידי השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים, במימיה הכלכליים של מדינת ישראל, חל גידול משמעותי בהיקף הרגולציה בתחום האנרגיה בישראל וזאת כפועל יוצא משורה של מהלכים רגולטוריים משמעותיים שנקטו על-ידי הממשלה ורשויות המדינה. דוגמאות בולטות לכך הינן: חקיקת חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע לרבות תיקוניו, החלטת ממשלת ישראל לאימוץ עיקרי המלצות דוח הועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי (להלן: "**ועדת צמח**" ו-"**החלטת הממשלה בעניין ייצוא**"), הכרזת הממונה על ההגבלים העסקיים (להלן: "**הממונה על ההגבלים**") על השותפות ביחד עם יתר שותפי תמר כבעלי מונופולין באספקת גז טבעי לישראל, פרסום הנחיות שונות על-ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה²⁹ (להלן: "**הממונה על ענייני הנפט**"), פרסום הצעת חוק האזורים הימיים, התשע"ח-2017 (להלן: "**הצעת חוק האזורים הימיים**"), החלטת הממשלה בעניין מתווה הגז, כחלק מניסיון ליצר סביבה רגולטורית יציבה המעודדת השקעות, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)6 להלן, תכנית מתאר ארצית בענין קבלה וטיפול בגז טבעי וכיו"ב.

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח על פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של גז טבעי ו/או נפט בישראל ובקפריסין, ראו סעיף 7.23 להלן.

²⁹ הנחיות שונות אשר ניתנו על ידי הממונה על ענייני הנפט בעניין בקשות לקבלת זכויות בנכס נפט, מתן בטוחות בקשר לזכויות נפט, העברת זכויות ואישור ייצוא. להרחבה ראו סעיף 7.23.4 להלן.

7. תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות

7.1 מידע כללי על תחום הפעילות

7.1.1 מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות משמעותי ביותר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קרובות הקידוחים אינם משיגים תוצאות חיוביות ואינם מביאים להכנסות כלשהן או אף מביאים לאובדן רוב ההשקעה או כולה. פעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA), על-פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת (לתיאור הסכם תפעול משותף, ראו לדוגמא הסכם תפעול החל על פרויקט תמר המתואר בסעיף 7.25.8 להלן).

תהליך חיפושים, פיתוח והפקה טיפוסי של נפט וגז טבעי בשטח כלשהו, עשוי לכלול בין היתר את השלבים הבאים:

- (א) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים, לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפושי נפט וגז טבעי.
- (ב) גיבוש מודל גיאולוגי ראשוני לקידוח ("Play").
- (ג) ביצוע סקרים גיאופיזיים שונים, ובכלל זה סקרים סייסמיים, המסייעים באיתור מבנים גיאולוגיים העשויים להכיל נפט ו/או גז טבעי ("מובילים" או "Leads") ועיבוד ופענוח הנתונים.
- (ד) בחינת המובילים והכנת פרוספקטים ראויים לקידוחי ניסיון מתוכם.
- (ה) החלטה על ביצוע קידוח ניסיון, וביצוע פעולות הכנה לקראת קידוח.
- (ו) התקשרות עם קבלנים לביצוע הקידוח ולקבלת שירותים נלווים.
- (ז) ביצוע קידוח הניסיון כולל ביצוע לוגים ובדיקות נוספות.
- (ח) ביצוע מבחני הפקה (במקרים מסוימים).
- (ט) ניתוח של תוצאות הקידוח, ובמקרה של ממצא, על בסיס הערכה ראשונית של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי, ניתוח כלכלי (כולל הערכת שוק) ופיסקאלי והערכה ראשונית של מתכונת ועלות הפיתוח. יתכן ויבוצעו לפי הצורך סקרים סייסמיים נוספים ו/או קידוחי אימות (Confirmation) ו/או קידוחי הערכה (Appraisal), וזאת לצורך גיבוש הערכה טובה יותר של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי המצויה בו.
- (י) בחינת החלופות למסחור הנפט ו/או הגז הטבעי, זיהוי שווקי היעד ובחינתם, גיבוש תוכנית פיתוח וכן הכנת תוכנית כלכלית לפרויקט.
- (יא) ניתוח סופי של הנתונים וקבלת החלטה האם הממצא (התגלית) הינו מסחרי.

(יב) בפרוייקטים לפיתוח ממצאי גז טבעי נדרשת חתימה על הסכמי מכירת גז טבעי מחייבים לטווח ארוך בכמויות ובמחירים מתאימים עם לקוחות בעלי יכולת פיננסית המאפשרת הקצאת מימון פרויקטאלי.

(יג) ביצוע עבודות הפיתוח של המאגר, ובכלל זה ביצוע קידוחי הפקה, הנחת צנרת הולכה, בניית מתקני טיפול וכיוצ"ב.

(יד) הפקה מהמאגר, לרבות תפעול ואחזקה שוטפת וכן ביצוע עבודות פיתוח נוספות במטרה לשמר ו/או להגדיל את היקף ההפקה.

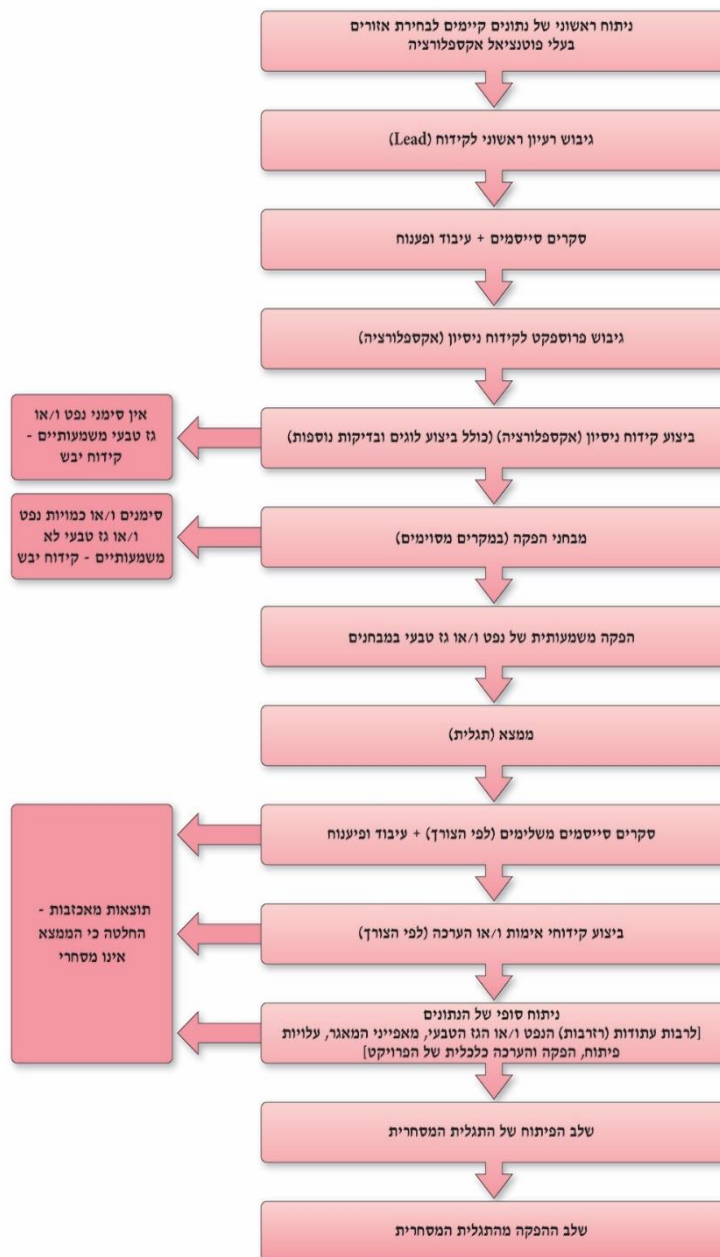
(טו) כאשר המאגר ממוצה, ולאחר שקילת פרמטרים טכניים, כלכליים ורגולטוריים שונים - נטישה בהתאם לתקינה המקומית המקובלת.

השלבים המפורטים לעיל אינם ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש, הפיתוח וההפקה בפרויקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי לכלול רק חלק מהשלבים הנ"ל ו/או שלבים נוספים ו/או שלבים בסדר אחר.

בנוסף, פרקי הזמן לביצוע כל אחד מהשלבים, משתנים על-פי אופי הפרויקט.

יצוין כי מסחריותם של ממצאי נפט ו/או גז טבעי מורכבת ותלויה בגורמים רבים ושונים. בהקשר זה, קיימים הבדלים מהותיים בין ממצא בים שפיתוחו מחייב תשומות כספיות ושימוש בטכנולוגיות ייחודיות, כגון קדיחה בעומק מים ניכר או הנחת צנרת ומתקנים תת-ימיים המסוגלים לפעול ברמה גבוהה של אמינות במעמקי הים, לבין ממצא ביבשה אשר עלויות הפיתוח שלו עשויות להיות נמוכות באופן משמעותי. כמו כן, התשומות הכספיות, הלוגיסטיות והטכניות הנדרשות בכדי לפתח מאגר גז טבעי אשר מיועד בחלקו לייצוא לשוק הבינלאומי, לרוב משמעותיות לאין שיעור לעומת אלו הנדרשות לפיתוח ולהפקה ממאגר גז טבעי המיועד אך ורק לשוק המקומי. פרמטר מרכזי נוסף הינו הביקוש והמחיר בשווקי היעד. קיים קושי גדול בפיתוח פרויקט בהיקף משמעותי כאשר הביקוש ומחירי הגז הטבעי אינם מאפשרים גיוס מימון פרויקטאלי. בנוסף, קיימים הבדלים טכנולוגיים, שיווקיים וכלכליים משמעותיים בין מאגרי נפט לבין מאגרי גז טבעי. לדוגמא, כלכליותו של מאגר גז טבעי נגזרת מהיכולת לשווקו ליעד אטרקטיבי ומובטח לאורך שנים, וזאת בשל העובדה כי הגז הטבעי, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם. כמו כן, מסחריותו של מאגר נפט מושפעת מאוד ממחירי הנפט בעולם, כך לדוגמא – מאגר, אשר אינו מסחרי כאשר מחיר חבית נפט הינו X דולר עשוי להפוך למסחרי כאשר מחיר חבית הנפט עולה ל-1.5X דולר ולהיפך. לאור הנ"ל, מובן כי מאגרי נפט ו/או גז טבעי, אשר אינם מסחריים בתנאי שוק מסוימים יכולים להפוך, בקרות שינויים מהותיים בתנאי השוק, למאגרים מסחריים, וכן להיפך.

ניתן להציג תהליך גנרי של חיפושים ופיתוח באופן הבא :



יודגש, כי התרשים המוצג לעיל, הינו כללי ומובא לצורך המחשה בלבד. עוד יודגש, כי יש וחלק מהשלבים המצוינים בתרשים לא יכללו בתהליך ו/או יכללו בסדר אחר, וכן כי יינקטו שלבים שלא פורטו בתרשים כלל.

7.1.2 מגבלות, חקיקה, תקינה ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות
לפרטים ראו סעיף 7.23 להלן.

7.1.3 התפתחויות בשווקים או שינויים במאפייני לקוחות

נכון למועד פרסום הדוח, מספקת השותפות גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות שונים במשק המקומי ובעיקר לחברת החשמל, ובנוסף מייצאת גז טבעי מפרויקט תמר

לירדן. כמו כן חתמה השותפות על הסכמים לייצוא גז טבעי, בהיקפים מהותיים, ללקוחות בירדן ובמצרים, כמפורט בסעיף 7.11.5 להלן. בנוסף, מספקת השותפות קונדנסט מפרויקט תמר בעיקר לפז זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "**פז זיקוק אשדוד**"). לתיאור הסכמי השותפות עם לקוחותיה, ראו סעיפים 7.11.4 ו- 7.11.5 להלן.

לאור היקף המשאבים המשמעותי שכבר התגלה לחופי מדינת ישראל, בעיקר במאגרי הגז הטבעי תמר ולוויתן, פועלת השותפות לאיתור שווקים ולקוחות, בשוק המקומי וכן במדינות שכנות ו/או בשווקים באירופה ובאסיה, בכפוף למגבלות על ייצוא גז, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג) להלן, וכן בוחנת השותפות שימוש בתשתיות קיימות ו/או אשר יהיו קיימות בעתיד הנראה לעין ו/או שיבנו במיוחד לצורך ייצוא גז טבעי. לפרטים נוספים בעניין זה ראו סעיף 7.11.5 להלן.

7.1.4

שינויים טכנולוגיים מהותיים

בעשורים האחרונים, חלו שינויים טכנולוגיים בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי, הן בתחום איסוף המידע וניתוחו והן בשיטות הקידוח וההפקה. שינויים אלו שיפרו את איכות הנתונים העומדים לרשות מחפשי הנפט והגז הטבעי ומאפשרים זיהוי מתקדם יותר של מאגרי נפט וגז טבעי פוטנציאליים, ולכן עשויים גם להקטין את הסיכונים בביצוע הקידוחים. כמו כן, השיפורים הטכנולוגיים ייעלו את ביצוע עבודות הקידוח וההפקה, ואף מאפשרים כיום לבצע פעילויות בתנאים קשים יותר מבעבר, לרבות בעומקי מים משמעותיים. בהתאם לאמור, יכולים תאגידים המחפשים נפט וגז טבעי, להשקיע מאמצי חיפוש בשטחים בהם בעבר לא ניתן היה לבצע קידוחים, או שניתן היה לבצעם, אולם בעלויות גבוהות מאוד ובסיכונים רבים יותר. בנוסף, שינויים טכנולוגיים במקטע ההפקה והשיווק של הגז הטבעי, כגון טכנולוגיות להפיכת גז טבעי לגז טבעי נוזלי (להלן: "**LNG**") או "**גט"ף**", לגז טבעי דחוס (CNG) ולנוזל (GTL) עשויים לסייע בשינוע ובמסחור יעילים יותר של גז טבעי.

7.1.5

גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות

- (א) איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לממצא מסחרי.
- (ב) יכולות פיננסיות ויכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.
- (ג) שימוש בטכנולוגיות מתקדמות (כגון סקרים סייסמיים 3D ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה, לצורך הערכת תוצאות הקידוחים וכן לצורך גיבוש תוכנית פיתוח בים.
- (ד) חבירה לגופים עתירי ידע וניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבות, תוך הסתייעות בידע המקצועי שברשותם והשתתפותם בהשקעות הכספיות הניכרות.
- (ה) הצלחת פעילות החיפושים.

(ו) במקרה של מציאת גז טבעי, התקשרות בהסכמים למכירת הגז בכמויות ובמחירים מתאימים.

(ז) קיומם של ידע, ניסיון ויכולת הנדסית, גיאולוגית, פיננסית ומסחרית לניהול פרויקטי חיפושים, פיתוח והפקה בהיקפים כספיים של מיליארדי דולרים, לרבות הקמת תשתיות הפקה וייצוא.

7.1.6 שינויים במערך חומרי הגלם והספקים

לפרטים ראו סעיף 7.17 להלן.

7.1.7 מחסומי כניסה ויציאה

מחסומי הכניסה העיקריים בתחום הפעילות הם הצורך בהיתרים ורשיונות לביצוע חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, עמידה בדרישות החוק והרגולציה ובכלל זה בהנחיות ובקריטריונים שקבע הממונה על ענייני הנפט (ובקפריסין - הנחיות וקריטריונים הקבועים בחקיקה ובהסדרים על-פי הסכם חלוקת תפוקה - Production Sharing Contract) (להלן בסעיף זה: "PSC"), היכולת להעביר ו/או לרכוש זכויות בנכסי נפט לרבות לעניין הצגת איתנות פיננסית של המבקש ויכולת טכנית של המפעיל לצורך קבלתן וכן קיומה של יכולת טכנית ופיננסית לביצוע השקעות בהיקף נרחב וברמת סיכון גבוהה יחסית, הכרוכות בביצוע פעולות החיפושים, הפיתוח וההפקה.

חסמי היציאה המשמעותיים מתחום הפעילות בישראל, הינם בעיקר התחייבויות מכח הסכמי אספקת גז ארוכי טווח בהם התקשרה השותפות. בנוסף, הן בישראל והן בקפריסין קיימת חובת אטימת ונטישת קידוחים ופירוק מתקני ההפקה לפני נטישת שטחי החזקות, כמפורט בשטרי החזקה או ב-PSC, לפי העניין. מעבר לכך, לא קיימים חסמי יציאה משמעותיים מתחום הפעילות בקפריסין למעט התנאים הקבועים ב-PSC ביחס להעברה של זכויות לצדדים שלישיים.

יצוין כי בכל הקשור ליציאה מפרויקטים קיימים בדרך של מכירה חלקית או מלאה עשויים להיות חסמי יציאה הנובעים מהדרישות הרגולטוריות, שיחולו על הרוכש ומהיקף הכספי המשמעותי של מכירה כאמור.

7.1.8 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

גז טבעי משמש בעיקר כחומר גלם לייצור אנרגיה ונמכר בישראל בעיקר ליצרני חשמל וללקוחות תעשייתיים. ככלל, התחליפים לשימוש בגז הטבעי הם דלקים אחרים שעיקרם: סולר, מזוט, פחם, גפ"מ, גט"ן, פטקוק וכן אנרגיה ממקורות מתחדשים, כגון אנרגיה סולרית, אנרגיית רוח וכיו"ב. לכל אחד מהדלקים התחליפיים האמורים ולשיטות הפקת האנרגיה החלופיות יתרונות וחסרונות והם כפופים לתנודתיות מחירים, זמינות, אילוצים טכניים, ועוד. המעבר משימוש בסוג אנרגיה אחד לסוג אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של גז טבעי לעומת פחם ודלקים נוזליים הם העובדה שהניצולת האנרגטית של תחנות כוח המופעלות בגז טבעי גבוהה משמעותית מזו של תחנות

כוח המופעלות בפחם ובמזוט, והעובדה שפליטת חלקיקים ותחמוצות גופרית וחנקן מבעירת גז טבעי נמוכה משמעותית מזו של פחם ומזוט.

7.1.9 מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.14 להלן.

להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות:

7.2 פרויקט ים תטיס

נכון למועד פרסום הדוח, רואה השותפות בפרויקט ים תטיס שבשטח חזקת נועה וחזקת אשקלון, כנכס נפט זניח לתוצאות פעילות השותפות ולעסקיה, וזאת לאחר בחינת פרמטרים איכותיים וכמותיים, שהעיקרים שבהם הינם: (1) על אף שגז טבעי עדיין מופק מפרויקט ים תטיס, הרי שנכון למועד פרסום הדוח, היקף ההפקה זניח לפעילות השותפות ועיקר שימושם של נכסי הפרויקט הינו אספקת שירותי תשתית למאגר תמר³⁰; (2) חלקה של השותפות בעתודות ובמשאבים המותנים המצויים בפרויקט ים תטיס הינו זניח ביחס לסך העתודות והמשאבים המותנים המיוחסים לשותפות בנכסי הנפט שלה; (3) אומדני והערכות השותפות באשר לנתוני תזרים המזומנים המהוון של מאגרי פרויקט ים תטיס הינם זניחים ביחס לשווי השוק של השותפות בבורסה, נכון לאותו מועד; (4) סך ההכנסות מהמאגר בשנת 2017 מתוך סך הכנסות השותפות באותה תקופה וכן סך ההכנסות החזויות מהמאגר בשנים הקרובות הינם זניחים ביחס לסך ההכנסות החזויות של השותפות בשנים האמורות.

לאור סיווגו של הפרויקט האמור כזניח, יובא תיאור מצומצם יותר של פרויקט ים תטיס, כדלקמן:

7.2.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכסי הנפט:	חזקת נועה ³¹ חזקת אשקלון ³²
מיקום:	חזקת אשקלון – כ-25 ק"מ מערבית לחופי אשקלון חזקת נועה – כ-40 ק"מ מערבית לחופי אשקלון
שטח:	השטח הכולל של החזקות הינו כ-500 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	חזקת אשקלון – 11.6.2002 חזקת נועה – 10.2.2000
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	חזקת אשקלון – 10.6.2032 חזקת נועה – 31.1.2030

³⁰ במתווה הגז נקבע כי בעלי הזכויות בחזקת תמר יהיו רשאים להשתמש באסדת מרי B לכל תקופת חזקת תמר, לצורך ייצוא או אספקה למשק המקומי של גז טבעי ממאגר תמר, בכפוף לתנאים שנקבעו במתווה הגז.

³¹ בשטח חזקת נועה התגלה בחודש יוני 1999 מאגר הגז נועה.

³² בשטח חזקת אשקלון התגלה בשנת 2000 מאגר הגז הטבעי מרי B ובשנת 2012 מאגר הגז הטבעי פינקלס.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת - יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (47.059%). נובל הינה חברה בת בבעלות מלאה של Noble Energy Inc. (להלן בסעיף זה: "Noble"), חברה ציבורית שמניותיה נסחרות ב-NYSE. על-פי דיווחיה של Noble, אין בעל מניות המחזיק בלמעלה מ-10% מהונה המונפק. - השותפות (48.5%). - קבוצת דלק (4.441%).

7.2.2 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט ים תטיס

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ³³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב ³⁴ (באלפי דולר)
2015	- הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים. - ביצוע בדיקות היתכנות הנדסיות לצורך חידוש ההפקה ממאגר נועה. - רכישת מלאי. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני ההפקה. - בחינת פרוספקטיביות בשטח חזקת אשקלון וחזקת נועה.	-	-
2016	- הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים. - ביצוע בדיקות היתכנות הנדסיות לצורך חידוש ההפקה ממאגר נועה. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני ההפקה. - בחינת פרוספקטיביות בשטח חזקת אשקלון וחזקת נועה.	-	-
2017	- הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים. - בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה. - בחינת עבודות פיתוח במאגרי נועה ובכלל זה, בחינת השמשת בארות קיימות, הסבת קידוחים קיימים לקידוחי הפקה, קדיחת קידוחים חדשים, ובחינת שימושים בתשתיות קיימות. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה.	-	-

³³ הסכומים לשנים 2015-2017 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.
³⁴ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בפרויקט ים תטיס לאחר המיזוג, קרי 48.5%.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ³³	היקף השתתפות הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ³⁴
	מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח נכס הנפט ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח נכס הנפט.		
2018 ואילך	- בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח נכס הנפט, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח נכס הנפט.	כ-70,000 ³⁵	כ-33,950

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בפרויקט ים תטיס, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוען, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותף הכללי לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססות כולן על הערכות שקיבל השותף הכללי מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות עשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.3 פרויקט תמר ודלית

7.3.1 כללי

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חזקת תמר ³⁵
מיקום:	נכס ימי כ-90 ק"מ מערבית לחופי חיפה, בעומק מים של 1,670 מטר
שטח:	כ-250 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	2.12.2009
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	1.12.2038
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	1.12.2038
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר	נובל ³⁷ (25%).

³⁵ התקציב הנ"ל טרם אושר על-ידי השותפים בפרויקט ים תטיס.
³⁶ בשטח חזקת תמר התגלו שדות הגז הטבעי תמר ו-תמר SW בשנים 2009 ו-2013, בהתאמה.

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים: - ישראל מקום נגב 2, שותפות מוגבלת (להלן: "ישראל מקום") (28.75%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בישראל מקום, ישראל מקום אויל אנד גז בע"מ, הינו חברה פרטית הנשלטת בעקיפין על-ידי מר חיים צוף³⁸. - השותפות³⁹ (22%). - תמר פטרוליום⁴⁰ (16.75%). - דור חיפוש גז, שותפות מוגבלת (להלן: "דור") (4%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בדור חיפוש הינו אלון ניהול חיפוש גז בע"מ, חברה פרטית בשליטת אלון חיפוש גז טבעי בע"מ, שהינה חברה ציבורית אשר בעלת השליטה בה היא "אלון" חברת הדלק לישראל בע"מ, שהינה חברה פרטית. - אורסט תשתיות שותפות מוגבלת (להלן: "אורסט")⁴¹ 3.5%. למיטב ידיעת השותפות, אורסט הינה שותפות מוגבלת אשר שותפות בה הראל חברה לביטוח בע"מ וגופים מוסדיים נוספים שבעלותה, וכן שותפות מקבוצת קרן תשתיות ישראל.	

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה: תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט: ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט⁴⁴: סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	2-⁴² השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-22% בחזקה ובאופן עקיף ב-3.7855% דרך החזקתה במניות תמר פטרוליום⁴³. לפני החזר ההשקעה – 21.2937% לאחר החזר ההשקעה – 20.0044% כ-395,526 אלפי דולר⁴⁵

חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט: מיקום: שטח: סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה: תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	חזקת דלית⁴⁶ נכס ימי כ-50 ק"מ מערבית לחופי חיפה כ-250 קמ"ר חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה 2.12.2009

³⁷ על-פי מתווה הגז, על נובל לדלל את אחזקותיה בחזקות תמר ודלית כך שלא תהיינה גבוהות מ-25% בהתאם ללוחות הזמנים הקבועים במתווה הגז. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.23.1(ב)2 להלן. כמפורט בסעיף 1.1.8(ז) לעיל, ביום 14.3.2018 השלימה תמר פטרוליום עסקה לרכישת זכויות השתתפות בשיעור של 7.5% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית מנובל.

³⁸ נכון למועד פרסום הדוח תאגידים הנשלטים על-ידי מר חיים צוף מחזיקים בכ-22.26% מיחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי ישראל מקום ניהול (1988) בע"מ (השותף המוגבל בישראל מקום). כמו כן, מר חיים צוף מחזיק במישרין בכ-0.43% מיחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל בישראל מקום.

³⁹ על-פי מתווה הגז, על השותפות למכור את כל זכויותיה בחזקות תמר ודלית לצד שלישי שאינו צד קשור עד המועד הקובע לתמר (כמשמעו בסעיף 7.23.1(ב)2 להלן).

⁴⁰ לפרטים בדבר החזקות השותפות בתמר פטרוליום נכון למועד הדוח, ראו בסעיף 1.1.8(ז) לעיל.

⁴¹ בחודש דצמבר 2016 הושלמה עסקה למכירת 3.5% מזכויותיה של נובל בחזקת תמר לאורסט.

⁴² החזקה הוענקה לשותפות ביום 2.12.2009 בעקבות ממצא הגז הטבעי תמר שנתגלתה בשנת 2009 בשטח הרשיון 309/מתן.

⁴³ ראו ה"ש 10 לעיל.

⁴⁴ ראו ה"ש 10 לעיל.

⁴⁵ העלויות בטבלה משקפות החזקה של השותפות ב-27.855% בחזקת תמר, לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

⁴⁶ בשטח חזקת דלית התגלה בשנת 2009 מאגר הגז דלית.

חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
1.12.2038	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
-	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
1.12.2038	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:
נובל	ציון שם המפעיל (Operator):
- נובל (25%)⁴⁷ - ישראלמקו (28.75%) - השותפות⁴⁸ (22%) - תמר פטרוליום⁴⁹ (16.75%) - דור (4%) - אורסט (3.5%)⁵⁰	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
51	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-22% בחזקה ובאופן עקיף ב-3.7855% דרך החזקה במניות תמר פטרוליום ⁵² .	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
לפני החזר ההשקעה – 21.2937% לאחר החזר ההשקעה – 20.0044%	ציון החלק בפועל המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט ⁵³ :
כ-516 אלפי דולר ⁵⁴	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.3.2 עיקר תנאי שטרי חזקות תמר ודלית

(א) התנאים שנקבעו בתנאי חזקות תמר ודלית (להלן בסעיף זה: "החזקות")

זהים בעיקרם. התיאור המובא להלן מתייחס לנושאים העיקריים בחזקות תמר ודלית.

(ב) מתקני מערכת ההפקה ומערכת ההולכה (להלן בסעיף זה: "המתקנים")

יוקמו ויופעלו באמצעות נובל (להלן בסעיף זה: "המפעיל") שתנהל את הפעולות הנדרשות על-פי שטר החזקה ועל-פי חוק הנפט מטעם בעל החזקה. המפעיל יחייב בפעולותיו את בעל החזקה והודעות הממונה על ענייני הנפט או מי מטעמו למפעיל תחייבנה את בעל החזקה. אין באמור בסעיף זה כדי לגרוע מהתחייבויותיהם ומאחריותם של כל אחד משותפי תמר לפעול בהתאם להוראות שטר החזקה ולהוראות כל דין, ביחד ולחוד.

⁴⁷ ראו הערת שוליים 37 לעיל.

⁴⁸ ראו הערת שוליים 39 לעיל.

⁴⁹ ראו הערת שוליים 40 לעיל.

⁵⁰ ראו הערת שוליים 41 לעיל.

⁵¹ החזקה הוענקה לשותפות ביום 2.12.2009 בעקבות ממצא הגז הטבעי דלית, שנתגלתה בשנת 2009 בשטח הרשיון 308/מיכל.

⁵² ראו ה"ש 10 לעיל.

⁵³ ראו ה"ש 10 לעיל.

⁵⁴ העלויות בטבלה משקפות החזקה של השותפות ב- 25.7855% בחזקת דלית, לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

(ג) בעל החזקה לא יחליף את המפעיל אלא בחברה שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט, מראש ובכתב.

(ד) היקף החזקה

1. בעל החזקה יהיה בעל הזכות הבלעדית לחפש ולהפיק נפט וגז טבעי בשטח החזקה בלבד, במשך כל תקופת החזקה, בכפוף ליתר הוראות שטר החזקה ולכל דין.

2. בעל החזקה, על אחריותו בלבד, יתכנן, יממן, יקים ויפעיל את מערכת ההפקה ואת מערכת ההולכה של בעל החזקה, ויתחזק אותן לצורך הפעלתן השוטפת, הכול באמצעות המפעיל, קבלנים, מתכננים ויועצים שהם בעלי ידע וניסיון בתחומיהם, ובאופן שיאפשר אספקה סדירה, תקינה ובטיחותית של נפט וגז טבעי מהמאגר.

(ה) תקופת החזקה

1. תקופת החזקה תחולק לשתי תתי-תקופות:
תקופת הפיתוח – התקופה שבמהלכה יבצע בעל החזקה את כל הפעולות לצורך הגעה לשלב ההפקה המסחרית, לרבות קידוחי פיתוח, ויקים את מערכת ההפקה ומערכת ההולכה של בעל החזקה, בכפוף להוראות שטר החזקה.

תקופת ההפקה המסחרית – התקופה שמסיום תקופת הפיתוח ועד תום תקופת החזקה, שבמהלכה יבצע בעל החזקה הפקה מסחרית משטח החזקה, בכפוף להוראות שטר החזקה ולכל דין.

2. הסתיימה תקופת החזקה או בוטלה החזקה לפי הוראות חוק הנפט לרבות סעיף 29 לחוק הנפט או לפי הוראות שטר החזקה, תפקע זכותו של בעל החזקה לפעול מכוחו של שטר החזקה.

(ו) מכירה לצרכנים בישראל

בעל החזקה יספק את הנפט והגז הטבעי באמינות, ביעילות ובאורח תקין, ולא יסרב סירוב בלתי סביר לספק נפט וגז טבעי לצרכנים בישראל.

(ז) הקמת מתקנים

1. בעל החזקה לא יקים את מערכת ההפקה אלא לאחר שנתן הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה אישור הקמה ובכפוף לתנאי האישור.

2. בעל החזקה יקים את מערכת ההפקה ואת מערכת ההולכה באופן שיאפשר יכולת הפקה מסחרית כוללת משטח חזקת תמר ומשטח חזקת דלית, שלא תפחת מ-7 מיליארד מטר מעוקב סטנדרטי של גז

טבעי בשנה החל מתחילת תקופת ההפקה המסחרית, בכפוף לאישור נקודת הקבלה הצפונית⁵⁵.

3. ככל שתהיה לכך הצדקה כלכלית, בעל החזקה יהיה רשאי, בכפוף לקבלת אישור הממונה על ענייני הנפט ומנהל רשות הגז הטבעי שמונה לפי חוק משק הגז הטבעי, להגדיל את קיבולת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה של בעל החזקה ולהוסיף להן מתקנים וקידוחים, ובכלל זה הקמת צינור לנקודת קבלה נוספת, באופן שיאפשר הזרמת כמויות גדולות יותר של גז טבעי באמינות וביעילות לצרכנים בישראל.

(ח) חברת הפיקוח

תכנון מערכת ההפקה והקמתה ייעשו בפיקוח של חברות בעלות ניסיון בפיקוח על תכנון או הקמה של מערכות הפקה, שבעל החזקה יתקשר עימן, וזאת בכפוף לאישורו של הממונה על ענייני הנפט. בהתאם לאמור, נבחרו חברות פיקוח לליווי תכנון מערכת ההפקה והקמתה לרבות לקידוח תמר 8, שאושרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט.

(ט) ההפקה המסחרית

1. ההפקה המסחרית משטח החזקה תתבצע בהתאם לעקרונות אלה:
 - א. ההפקה תתבצע בשקידה ראויה, ללא בזבז, ובאופן שאין בו כדי לפגוע במאפייני המאגר המצוי בשטח החזקה.
 - ב. ההפקה תתבצע בהתאם לתפוקה המינימאלית ולתפוקה המקסימלית שיאושרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט, מעת לעת, בהתחשב בנתוני המאגר ובמאפייניו.
 - ג. בעל החזקה יהיה חייב לשמור על איכות הגז המוזרם על-ידו למערכת ההולכה הארצית בהתאם למפרט הגז שייקבע.
2. בעל החזקה יבצע הפקה מסחרית בשקידה ראויה, בהתאם להוראות הרשויות המוסמכות ולכל דין, ובהתאם להוראות כל רשיון, היתר, וכיוצ"ב הנדרשים לשם כך לפי כל דין.
3. בעל החזקה לא יחל בהפקה מסחרית ולא יחל בהזרמת גז טבעי למערכת ההולכה של בעל החזקה, אלא לאחר שהגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה לאישור ההפעלה והבקשה אושרה בידי הממונה על ענייני הנפט.
4. בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה שנתית מפורטת, וכן תחזית

⁵⁵ ההפקה מתבצעת באמצעות פלטפורמה שהוקמה מול חופי אשקלון ובאמצעות מתקן הקבלה.

עלויות לביצוע הפעולות שבתוכנית, ותחזית לקצב ההפקה בשנה העוקבת.

5. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על המועדים שבהם בכוונתו להתחיל בהקמת מתקנים נוספים על מנת לעמוד בהוראות שטר החזקה.

(י) אחסון גז טבעי

1. הממונה על ענייני הנפט רשאי להורות לבעל החזקה על פעולות להעברת גז טבעי לצורך אחסון גז מהמאגר למאגרים מורשים, ככל שבמילוי ההוראות כאמור לא יהיו עלויות כלשהן לבעל החזקה בגין הולכתו, החדרתו, אחסונו והוצאתו של הגז, ולא יהיה במילוי ההוראות כדי לפגוע במאגר. תמלוג בגין הגז הטבעי המאוחסן יחול בעת הוצאת הגז ממאגר האחסון ולא בעת הפקתו מהמאגר.

2. ביקש בעל החזקה לאחסן גז מיוזמתו במאגרי אחסון מורשים, ייעשה הדבר על חשבון בעל החזקה ובהתאם להוראות כל דין ואמות המידה, ככל שתהיינה.

(יא) ביטול החזקה או הגבלתה

החזקה תבוא לידי סיום עם תום תקופת החזקה, עם פקיעתה לפי סעיף 29 לחוק הנפט, עם ביטולה לפי סעיף 55 לחוק הנפט, או בהתקיים אחד מהתנאים המפורטים להלן:

1. בעל החזקה חרג באופן מהותי מהוראה מהותית לפי שטר החזקה או מהוראות הממונה על ענייני הנפט מכח שטר החזקה.
2. הערבות או חלק ממנה חולטה, ובעל החזקה לא השלים את סכום הערבות כנדרש לפי הוראות שטר החזקה.

(יב) תוכנית נטישה

1. בתוך 30 חודשים מיום תחילת תקופת ההפקה יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית כללית לנטישת מתקני מערכת ההפקה ולאיטום קידוחים, בעת סיום השימוש בהם, בין במהלך תקופת החזקה ובין לאחריה (להלן: **"תוכנית הנטישה הכללית"**).

2. לא יאוחר מהמועד שבו הפיק בעל החזקה מאה ושבעים מיליארד מטרים מעוקבים של גז משטח החזקה, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, בהתאם להוראות תוכנית הנטישה הכללית (להלן: **"תוכנית הנטישה"**) שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט וכן את אומדן עלויות הפירוק. לא הגיש בעל החזקה תוכנית נטישה במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שתוכנית הנטישה שהוגשה אינה ראויה לאישור ולא

הצליחו הממונה על ענייני הנפט ובעל החזקה להסכים על תוכנית נטישה, יקבע הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הנטישה.

3. במועד אישור תוכנית הנטישה על-ידי הממונה על ענייני הנפט יקבע הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה תוכנית לפיה בעל החזקה ייתן בטוחה או יפקיד ל"קרן נטישה" במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי שיורה, במטרה להבטיח שיהיו בידי בעל החזקה האמצעים הדרושים לביצוע תוכנית הנטישה.

4. נטישת קידוחים קיימים: בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על רצונו לאטום קידוח בודד לפחות שלושה חודשים לפני ביצוע הפעולה. בהודעה שתוגש ייכלל הסבר על הצורך לאטום את הקידוח ועל תוכנית האטום. איטום הקידוח מחייב אישור מראש של הממונה על ענייני הנפט.

(יג) ערבויות

בשטר החזקה נקבעו הוראות הנוגעות להמצאת ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת על ידי בעל החזקה להבטחת קיום תנאי שטר החזקה, תקופתה, וכן עילות לחילוט הערבות. לפרטים אודות ערבות שניתנה כאמור להבטחת קיום תנאי שטר החזקה, הוראות חוק הנפט והנחיות הממונה על ענייני הנפט, ראו סעיף 7.23.4(א) להלן.

(יד) בנוסף כולל שטר החזקה הוראות נוספות, המתייחסות, בין היתר, לתנאים להפעלת המתקנים, בטיחות, טיפול בתקלות, בדיקות, פיקוח, אחריות, ביטוח ושיפוי.

7.3.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט תמר⁵⁶

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות תמר ודלית, כמפורט בסעיף 7.3.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בפרויקט תמר.

7.3.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט תמר⁵⁷

(א) להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט תמר מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

⁵⁶ נכון למועד פרסום הדוח, הוגשה תוכנית פיתוח מפורטת לגבי חזקת תמר בלבד.
⁵⁷ העלויות המפורטות בשנים 2015-2017 בתוכנית העבודה שלהלן אינן כוללות עלויות תפעול ותחזוקה שוטפים של פרויקט תמר, אשר נכללו בסעיף 7.3.8 להלן.

חזקת תמר			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁵⁹
2015	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - שידרוגים ושיפורים במערך ההפקה, רכישת ציוד וחלפים וכן השלמות נוספות במסגרת פיתוח פרויקט תמר. - השלמת ההתקנה ותחילת ההרצה של פרויקט המדחסים. - המשך ביצוע פעולות רכש לחיבור קידוח תמר SW למתקני פרויקט תמר. - ביצוע פעולות בקשר להרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר (מעבר לפרויקט המדחסים) לרבות תכנון והכנות לקראת ביצוע קידוחים נוספים ובחינת חלופות לביצוע לייצוא גז מפרויקט תמר למדינות שכנות. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה ופרוספקט למטרות נפט.	- כ-17,057 כ-52,053 כ-36,434 כ-9,721	- כ-4,348 כ-13,422 כ-9,421 כ-2,507
2016	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - השלמת הרצה תפעולית של מערכת המדחסים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.3.4(ב) להלן. - ביצוע קידוח פיתוח והפקה נוסף, "תמר-8", והקמת תשתיות נלוות לשם חיבורו של הקידוח למערכת ההפקה התת ימית הקיימת של פרויקט תמר⁶⁰. - שידרוג ושיפור מערך ההפקה בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות רכישת ציוד וחלפים ושיפור מערכות תפעול ותחזוקה⁶¹ וביצוע פעולות בקשר להרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, לרבות תכנון והכנות לקראת ביצוע קידוחים נוספים ובחינת חלופות ייצוא גז מפרויקט תמר למדינות שכנות. - הכשרת צינור תמר 10 אינטש להולכת גז טבעי וקבלת רישיון הולכה בצינור זה.⁶² - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני	- כ-101,884⁶³ כ-38,403⁶⁴	- כ-26,271 כ-9,921

⁵⁸ הסכומים לשנים 2015-2017 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים. העלויות בטבלה משקפות החזקה של השותפות בשיעור של 25.7855% בחזקת תמר, לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

⁵⁹ עם השלמת קידוח תמר-8 וחיבורו למערכת ההפקה, החלה בחודש אפריל 2017 הזרמת הגז הטבעי מהקידוח.

⁶⁰ התקציב כולל סך של כ-19.1 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-4.9 מיליון דולר), בהתאם להסכם שנחתם בין שותפי תמר לבין המפעילה בקשר עם הוצאות עקיפות של המפעילה בחזקות תמר ודלית בגין שנים קודמות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.8(ב) להלן.

⁶¹ רישיון ההולכה ניתן לחברת תמר 10 אינטש בע"מ, חברה בבעלות בעלי הזכויות בחזקה.

⁶² התקציב אינו כולל עלויות ציוד שנרכש בשנת 2015 עבור פיתוח תמר SW, בסך של כ-33.4 מיליון דולר (100%) (חלק השותפות כ-8.6 מיליון דולר) אשר בחלקו נעשה שימוש בקידוח תמר-8.

⁶³ העלויות המפורטות בשנת 2016 לא כוללות עדכון תקציב (קישור) בסך של כ-41.4 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-10.7 מיליון דולר).

⁶⁴

חזקת תמר			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁵⁹
	- הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים נוספים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.		
2017 ⁶⁰	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים⁶⁶. - השלמת קידוח תמר-8, חיבורו למערכת ההפקה ותחילת הזרמת הגז הטבעי ממנו. - שידרוג ושיפור בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות הוספת מבנים והחלפת שסתומי הניתוק הראשיים בפלטפורמה בשסתומים חדשים מסוג שונה על מנת לשפר את תפקודם.⁶⁷ - עיבוד מחדש של סקרים סייסמים באמצעות חברת Western Geco. - תחילת פרויקט התקנת מערכות לצמצום פליטות מפלטפורמת תמר. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים נוספים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.	- כ- 101,094 כ- 28,012 כ- 1,083	- כ- 26,068 כ- 7,223 כ- 279
2018 ואילך ^{68,69}	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים⁷⁰. - הקמת מתקן לטיפול בנוזל MEG (MRU) ככל שיוחלט להקימו, במהלך השנים 2019 עד 2021. - השלמת חיבור קידוח תמר SW למתקני פרויקט תמר. לפרטים נוספים ראו	כ- 144,000⁷¹ כ- 125,000⁷²	כ- 37,131 כ- 32,232

⁶⁵ העלויות המפורטות בשנת 2017 אינן כוללות עדכון תקציב בסך של כ-12.4 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-3.2 מיליון דולר).

⁶⁶ לפרטים בדבר עלויות הפעלה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.9(א)3 להלן.

⁶⁷ ביום 20.9.2017, החלה המפעילה בפרויקט תמר בביצוע עבודות שדרוג ושיפור בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה (להלן: "עבודות השדרוג") וזאת בשני פרקי זמן, כאשר בכל אחד מפרקי הזמן האמורים הוזרם גז טבעי משדה תמר לפלטפורמת הפקה של פרויקט תמר באמצעות צינור אחד בלבד מתוך שניים, ובהיקף של מחצית מקיבולת ההפקה המקסימלית. במהלך עבודות השדרוג התגלה סדק בצנרת האוורור המשמשת לשחרור גז טבעי ולחץ מהפלטפורמה בעתות שגרה וחירום (להלן: "הסדק" או "התקלה"). בעקבות איתור הסדק, ובהתאם לנהלים הקיימים בפלטפורמת תמר, הופסקה באופן מבוזר ביום 21.9.2017 אספקת הגז הטבעי ממאגר תמר. המפעילה הודיעה לשותפי תמר כי לא קיימת כל חשיפה בטיחותית וסביבתית. לאחר ניתוח הנדסי מקיף, החליטה המפעילה להמשיך בעבודות השדרוג המתוכננות וזאת במקביל לתיקון התקלה. שותפי תמר פעלו ליידע את לקוחותיהם כנדרש, בהתאם לתנאי הסכמי אספקת הגז שנחתמו עימם, וכן עמדו בקשר רציף ופעלו בתיאום מלא עם משרדי הממשלה השונים. יצוין, כי ביום 27.9.2017 חודשה הזרמת גז טבעי ממאגר תמר לאחר שלילה לפני השלימה המפעילה את תיקון התקלה. עלויות תיקון התקלה והשפעתה על הכנסות השותפות ממכירת גז טבעי אינן מהותיות. עוד יצוין, כי ביום 10.10.2017 הסתיימו עבודות השדרוג כמתוכנן. עבודות השדרוג לא השפיעו מהותית על הכנסות השותפות ממכירת גז טבעי ברבעונים השלישי והרביעי לשנת 2017.

⁶⁸ העלויות הכלולות אינן כוללות הוצאות עקיפות המשולמות למפעיל. לחישוב שיעור ההשתתפות של השותפות, ראו סעיף 7.3.7 להלן.

⁶⁹ הטבלה להלן אינה כוללת פעולות נטישה של המאגר לרבות הוצאות בגין.

⁷⁰ לפרטים בדבר עלויות הפעלה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.9(א)3 להלן.

⁷¹ התקציב האמור טרם אושר על-ידי שותפי תמר.

⁷² התקציב האמור טרם אושר על-ידי שותפי תמר.

חזקת תמר			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁵⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁵⁹
	סעיף 7.3.4(ד) להלן. - סיום פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסימים באמצעות חברת Western Geco ופענוח מחדש של סקרים סייסימים. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספים. - קדיחת קידוחים והשלמות נוספים, ככל שיידרש, בהתאם לנתוני ההפקה בפועל ולביקושים בשוק. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה. - סיום פרויקט להתקנת מערכות לצמצום פליטות מפלטפורמת תמר. - שידרוג ושיפור בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות הוספת מבנים, ושיפור אמצעי אבטחה.	כ-640,000⁷³ כ-28,928⁷⁴ כ-12,000⁷⁵	כ-165,027 כ-7,459 כ-3,094

חזקת דלית			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁷⁶
2015	- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ולנתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית בהתבסס על הסקר הסייסימי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה.	כ-53	כ-14
2016 ⁷⁸	- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ולנתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית בהתבסס על הסקר הסייסימי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים	-	-

⁷³ התקציב האמור טרם אושר על-ידי שותפי תמר.

⁷⁴ התקציב האמור טרם אושר במלואו על-ידי שותפי תמר.

⁷⁵ התקציב האמור טרם אושר במלואו על-ידי שותפי תמר.

⁷⁶ העלויות בטבלה משקפות החזקה של השותפות בשיעור של 25.7855% בחזקת תמר, לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

⁷⁷ העלויות המפורטות בשנת 2015 לא כוללות עדכון תקציב (קישור) בסך של כ-1,779 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק

השותפות כ-459 אלפי דולר).

⁷⁸ בשנת 2016 שולמו למפעילה הוצאות עקיפות בסך של כ-270 אלפי דולר (במונחי 100%) בגין שנים קודמות (חלק השותפות כ-

70 אלפי דולר).

חזקת דלית			
תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁷⁶	תקופה
בשטח החזקה, ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.			
- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ולנתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית בהתבסס על הסקר הסייסמי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה, ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.	-	-	2017
- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ונתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית, בהתבסס על הסקר הסייסמי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים, ובכלל זה, נתוני ההפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה. - השלמת קידוח דלית-1, קדיחת קידוחים נוספים ככל שיידרש, וחיבור המאגר למערכת ההפקה התת ימית של פרויקט תמר.	-	-	2018 ואילך

(ב)

תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר⁷⁹

תוכנית הפיתוח של פרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח") כללה בעיקרה, 5 בארות⁸⁰ שכל אחת מהן יכולה להפיק כ-250 MMCF ליום. הגז מוזרם משדה תמר באמצעות שני צינורות בקוטר 16 אינטש לפלטפורמת טיפול שהוקמה מול חופי אשקלון (להלן: "פלטפורמת תמר"), כ-2 ק"מ צפונית לפלטפורמה של פרויקט ים תטיס. מפלטפורמת תמר מוזרם הגז הטבעי בצינור בקוטר 30 אינטש למתקן הקבלה ומשם למערכת ההולכה הארצית של נת"ז.

לשם הגדלת יכולת האספקה ממאגר תמר, הושלמה בחודש יולי 2015 התקנה של שלושה מדחסים ומערכות עזר נלוות (להלן: "פרויקט המדחסים"), שהצתם התפעולית הסתיימה במהלך הרבעון השני של שנת 2016.

ביום 29.8.2016 העניק שר האנרגיה לשותפי תמר⁸¹ רישיון להפעלה של צינור בקוטר 10 אינטש, אשר יועד במקור להובלת קונדנסט מפלטפורמת תמר, לשם העברת גז טבעי בכדי להגדיל את כושר אספקת הגז.

בחודש אפריל 2017 החלה הזרמת הגז הטבעי מקידוח "תמר-8", אשר נקדח והושלם בשנת 2017, על מנת, בין היתר, להגדיל את היתירות במערכת ההפקה ולאפשר אספקה מירבית ממאגר תמר בעת ביקושי השיא.

יכולת אספקת הגז מפרויקט תמר (הכולל את מתקני פרויקט תמר, מערכות המדחסים ומערכות ההולכה והטיפול של פרויקט ים תטיס ששודרגו והותאמו לשימוש בפרויקט תמר) למערכת ההולכה של נת"ז, עומדת על כ-1.1 BCF ליום בהפקה מקסימאלית. לפרטים אודות ההפקה הממוצעת היומית בין השנים 2016-2017 ראו הערת שוליים 108 להלן.

מערכת ההפקה של פרויקט תמר, מאז הפעלתה המסחרית, היתה בעלת אמינות תפעולית גבוהה ביותר (של כ-99% up-time).

העלות הכוללת שהושקעה בפרויקט תמר, כמתואר לעיל, נכון ליום 31.12.2017, עומדת על סך של כ-4.5 מיליארד דולר (100%) (לרבות עלויות אקספלורציה בחזקות תמר ודלית, ולמעט עלויות סילוק ונטישה).

(ג)

בחינת אפשרות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר

נכון למועד פרסום הדוח, ולאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס (כמתואר בסעיף 7.11.5(א) להלן), מכתב הכוונות הבלתי מחייב לניהול משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר לחברת Union Fenosa

⁷⁹ תוכנית הפיתוח של מאגר תמר אשר הוגשה לממונה על ענייני הנפט על ידי המפעיל בשם שותפי חזקות תמר ודלית כללה, בין היתר, התייחסות לפיתוח חזקת דלית. כמו כן, השותפות ביחד עם יתר שותפי חזקות תמר ודלית, מעדכנים מיפוי של מאגר דלית וכן מבצעים ניתוח של המאגר, וזאת בהתבסס על סקר סייסמי שבוצע.

⁸⁰ כיום, כולל מאגר תמר 6 בארות, כולל קידוח "תמר-8". לפרטים אודות קידוח תמר-8, ראו 7.3.4.

⁸¹ הרישיון הוענק לחברת תמר 10 אינטש בע"מ, המוחזקת על-ידי שותפי תמר, לפי שיעור החזקותם בחזקת תמר.

Gas SA⁸² (להלן: "UFG"), אשר נחתם בשנת 2014 בין שותפי תמר לבין חברת UFG, אינו רלבנטי עוד (כמתואר בסעיף 7.11.5(א)3 להלן). נכון למועד פרסום הדוח, בוחנים שותפי תמר אפשרויות שונות לאספקת גז טבעי לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים, בין על בסיס מזדמן (interruptible) ובין על בסיס קבוע.

לאור האמור לעיל, ולאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס, כאמור לעיל, בוחנים שותפי תמר אפשרויות לביצוע הרחבה של יכולת האספקה מפריקט תמר, ככל שתידרש.

הרחבת יכולת האספקה עשויה לכלול מספר קידוחי הפקה נוספים אשר יחוברו למערך ההפקה הקיים, וכן צינור אספקה נוסף משדה תמר לפלטפורמות תמר ומרי B. כמו כן, נבחנים הצורך והאופן של השדרוג הנדרש של פלטפורמות תמר ומרי B.

(ד) פיתוח מאגר תמר SW

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, אשר הוגשה לממונה על ענייני הנפט בחודש אפריל 2014, עתיד מאגר תמר SW להיות מפותח על-ידי חיבורו למתקנים התת ימיים של פרויקט תמר. עלות פיתוחו של מאגר תמר SW במתכונת האמורה אושרה בחלקה על-ידי שותפי תמר במהלך חודש ינואר 2014.

ביום 4.6.2014 דחה הממונה על ענייני הנפט את התוכנית לפיתוח מאגר תמר SW במתכונת הנ"ל, לאור העובדה שחלק קטן ממאגר תמר SW גולש לרישיון ערן. לפרטים אודות ההליך המשפטי בקשר עם דחיית הממונה את תוכנית הפיתוח האמורה ראו סעיף 7.26.3 להלן. לפרטים אודות עתירה לבג"ץ בקשר עם החלטתו של הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רשיון ערן, ראו סעיף 7.26.6(א) לדוח.

כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)3 להלן, קובע מתווה הגז כי הממונה על ענייני הנפט ייתן אישור לתוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, בכפוף לכך שההפקה של גז טבעי ממאגר תמר SW לא תניב הכנסות בהיקף הגבוה מ-575 מיליון דולר. מגבלת ההפקה האמורה תבוטל על-ידי הממונה על ענייני הנפט לאחר שתושג הסכמה בין החשב הכללי במשרד האוצר לבעלי חזקת תמר בכל הנושאים הקשורים בזכויות שותפי תמר במאגר תמר SW. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט לתוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW וטרם הושגה ההסכמה להסרת מגבלת ההפקה האמורה.

יצוין כי ביצוע קידוח תמר-8 כאמור בסעיף 7.3.4(א) לעיל, איפשר את דחיית פיתוח מאגר תמר SW, בהתאם לתכנית הפיתוח וההפקה של הפרויקט.

⁸² למיטב ידיעת השותפות, UFG הינה בבעלות שווה של Gas Natural הספרדית ו-ENI האיטלקית והיא חלק מקבוצת חברות קשורות מספרד העוסקות ב-LNG, עם נכסים בכל שרשרת האספקה של הגז, לרבות בחיפוש, הפקה, הנזלה, הובלה, הגזה (regasification) ושיווק של גז טבעי ו-LNG.

להערכת השותפות, פיתוח מאגר תמר SW וחיבורו למערכת ההפקה צפויים להתבצע בשנת 2021.

לפרטים בדבר הפעולות והתקציב להשלמתו ולפיתוחו של מאגר תמר SW, ראו סעיף 7.3.4(א) לעיל.

(ה) הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר

החל מחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, סופק גז טבעי ממאגר תמר (חלף מאגר ים תטיס) מכוח הסכמים לאספקת גז בין שותפי ים תטיס לבין לקוחותיהם (להלן: "הלקוחות הסופיים" ו-"ההסכמים המוקדמים", בהתאמה). אספקת הגז כאמור, בוצעה הן על-ידי שותפי תמר המשותפים לפרויקט ים תטיס ואשר להם התחייבויות מכוח ההסכמים כאמור והן על-ידי שותפי תמר שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס (ואשר אינם מחויבים מכוח ההסכמים כאמור). התמורה אשר התקבלה מהלקוחות הסופיים, בצירוף התמורה המשקפת את חלקה של קבוצת דלק, אשר הינה בעלת זכויות בים תטיס ואינה בעלת זכויות ישירות בתמר, התחלקה באופן שבו שותפי תמר שאינם שותפי ים תטיס, קיבלו מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי שסופק במהלך אותו חודש מכוח הסכמים אשר נחתמו בין שותפי תמר ללקוחותיהם, והיתרה הכספית שנותרת חולקה בין שותפי ים תטיס שלהם זכויות בפרויקט תמר, לפי חלקם בפרויקט תמר. מנגנון התחשבות זה, איפשר שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם.

לפרטים בדבר תביעה שהגישו שותפי תמר שלהם גם זכויות בפרויקט ים תטיס, בקשר עם בסיס החבות בתמלוגים לה זכאית המדינה בגין ההכנסות הנובעות מאספקת גז טבעי ללקוחות הסופיים, ראו סעיף 7.26.2 להלן.

החל מראשית חודש אוקטובר 2017, עם פקיעת חלק מהסכמי מכירת הגז הטבעי ממאגר ים תטיס, מספקים שותפי ים תטיס גז טבעי בהתאם להסכמים המוקדמים, ממאגר ים תטיס בלבד. נכון למועד פרסום דוח זה, בכוונת שותפי ים תטיס להתקשר עם שותפי תמר (שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס) בהסכם למכירת עודפי ההפקה ממאגר ים תטיס (שאינם מהותיים) לשותפי תמר (שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס), לשם מכירתם ללקוחות פרויקט תמר. מכירת העודפים כאמור לא צפויה להיות בעלת השפעה מהותית על תוצאות פעילותה של השותפות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות, לרבות אפשרות הרחבת קיבולת האספקה וקצבי ההפקה בפרויקט תמר הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות השותף הכללי בשותפות לגבי הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות וקצבי ההפקה המתבססים כולם על הערכות שקיבל השותף הכללי בשותפות מהמפעילה. הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים וקצבי

ההפקה בפועל עשויים להיות שונים מהותית מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בקבלת ההחלטות המתאימות על-ידי שותפי תמר, בקבלת האישורים הנדרשים על-פי כל דין, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפעולות, בקבלת הצעות מקבלנים, בשינויים בשוק הספקים וחומר הגלם בעולם, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.3.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בפרויקט תמר וחזקת דלית

הסברים	שיעור מגולם ל- 100% לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל- 100% לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה ⁸³	אחוז לפני החזר השקעה	שיעור השתתפות
ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.3.1 לעיל.	100%	100%	25.7855%	25.7855%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט ⁸⁴
ראו תחשיב בסעיף 7.3.6 להלן.	77.58%	82.58%	20.0044%	21.2937%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.3.7 להלן.	101%	101%	26.0434%	26.0434%	שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט

7.3.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מפרויקט תמר

וחזקת דלית

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	לאחר החזר השקעה	לפני החזר השקעה	פריט
	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז מפי הבאר ועד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.12(ג) להלן.
	87.50%	87.50%	הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט
	25.7855%	25.7855%	החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט מנוטרלות (בשרשור)
	22.5623%	22.5623%	סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)

⁸³ לפרטים אודות מועד החזר ההשקעה ראו סעיף 7.25.12(ב) להלן.

⁸⁴ ראו ה"ש 10 לעיל.

פריט	לפני החזר השקעה	לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):			
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(1.1603%)	(%2.4496)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 6.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ⁸⁵ תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3% מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ⁸⁶ אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט תמר ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.12 להלן.
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לדור כימיקלים בע"מ ⁸⁷	(0.1083%)	(0.1083%)	תמלוג על בשיעור של 6% בגין 2.5% (מתוך 100%) מהזכויות בנכס הנפט, משולם לבעל התמלוג לאחר הפחתת תמלוג למדינה, ומחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ⁸⁸ אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט תמר ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.12 להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.2937%	%22.0044	

7.3.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים, פיתוח

והפקה בפרויקט תמר וחזקת דלית

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום
הוצאות תיאורטיות של נכס הנפט (בלא תמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		

⁸⁵ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה וקבוצת דלק.

⁸⁶ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם כהן פיתוח ואחרים שאינם צדדים קשורים.

⁸⁷ ביום 21.1.2007 התקשרו השותפות ואבנר בהסכם עם דור כימיקלים בע"מ לרכישה של 2.5% (מתוך 100%) מהזכויות ברשיונות מיכל ומתן (אשר במקומם הוענקו חזקות תמר ודלית, בהתאמה). בתמורה למכירת הזכויות כאמור, דור כימיקלים בע"מ זכאית לתמלוג על כמפורט בטבלה. הנתון בטבלה לעיל מתייחס לתמלוג לאחר המכירה לתמר פטרוליום, כמפורט בה"ש 10 לעיל.

⁸⁸ יצוין, כי עם העברת הזכויות לתמר פטרוליום במסגרת הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום, כמתואר בסעיף 1.1.7 לעיל, הועבר לתמר פטרוליום חלק יחסי מהמחויבות לתשלום תמלוג בגין 2.5% מהזכויות בנכס הנפט.

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום</u>
המפעיל	1%	המפעיל זכאי להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות בקשר עם תפקידו כמפעיל. ביום 30.6.2016 נחתם תיקון להסכם התפעול המשותף בפרויקט תמר, לפיו הוסכם כי החל מיום 1.1.2016 יהא זכאי המפעיל לקבלת החזר הוצאותיו העקיפות בשיעור של 1% מכלל ההוצאות הישירות, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס נפט	101%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	25.7855%	
סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	26.0434%	
<u>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):</u>		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט	26.0434%	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב מהוצאות החיפושים (לפרטים ראו סעיף 7(ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

7.3.8 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט

(באלפי דולר)⁸⁹

<u>חזקת תמר</u>			
<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015	כ-54,339	0	כ-(35)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2016	כ-61,076	כ-5,164 ⁹⁰	כ-(3)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2017	כ-58,859	כ-606	-

⁸⁹ העלויות בטבלה משקפות החזקה של השותפות ב- 25.7855% בחזקות תמר ודלית, לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

⁹⁰ כולל הוצאות עקיפות ששולמו למפעיל בגין שנים קודמות. ראו סעיף 7.25.8 (ב) להלן.

חזקת דלית			
פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015 ⁹¹	כ-(459)	0	0
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2016	כ-72	כ-72	כ-2
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2017	כ-(2)	כ-0	-

7.3.9 עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בפרויקט תמר⁹²

(א) עתודות בחזקת תמר⁹³

1. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI" או "מעריך העתודות"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2017 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגים כעתודות בהפקה (On Production), הינן ללא שינוי ביחס לדוח העתודות הקודם, כפי שפורט בדוח המיידני מיום 2.7.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-055714) (להלן: "דוח העתודות הקודם"), למעט הפקה בפועל, והכל כמפורט להלן:

⁹¹ עקב הפחתת עלויות שבוצע בתקציב של שנת 2015 כמפורט בהערת שוליים מס' 77 לעיל.
⁹² למיטב ידיעת השותפות, ביצע משרד האנרגיה אומדן עצמאי של היקף העתודות במאגר תמר, באמצעות יועצים חיצוניים, בין היתר לצורך חישוב מכסות הייצוא מפרויקט תמר, וזאת בהתאם להחלטת הממשלה, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)א להלן. למיטב ידיעת השותפות, לא קיים שוני מהותי בין אומדן משרד האנרגיה לבין אומדן העתודות שפורסם בדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2016. כפי שפורסם ביום 23.3.2017 (מס' אסמכתא: 2016-01-0236917) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2016"). לאור עדכון כמות העתודות בפרויקט תמר, כפי שפורט בדוח העתודות הקודם, למיטב ידיעת השותפות, בכוונת משרד האנרגיה לערוך בחינה מחודשת של האומדן כאמור.
⁹³ הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רשיון ערן.

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁹⁴ (Net)		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) (Gross)		מאגר תמר SW (Gross)		מאגר תמר (Gross)		קטגוריית עתודות
קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
2.0	1,562.5	10.2	7,836.6	1.0	796.4	9.2	7,040.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.8	642.3	4.2	3,221.5	0.3	203.5	3.9	3,018.0	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2.8	2,204.8	14.4	11,058.1	1.3	999.9	13.1	10,058.2	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	412.6	2.7	2,069.2	0.3	217.6	2.4	1,851.7	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
3.3	2,617.4	17.1	13,127.3	1.6	1,217.5	15.5	11,909.9	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

⁹⁴ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה, לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים. שיעור התמלוג לקבוצת דלק ולדלק אנרגיה שהובא בחשבון בנתונים לעיל הינו 6.5%, היינו שיעור התמלוג לאחר מועד החזר ההשקעה. השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות חושב על-פי החזקות השותפות בפרויקט תמר (במישרין ובעקיפין) נכון ליום 31.12.2017 ותחת הנחה כי שיעור התמלוג למדינה הינו 12.5%.

2. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתויגויות ובכללן כי:
 (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן, ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלויות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות, שיתופעלו באופן סביר, שלא תיקבע רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בפרויקט תמר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה מפרויקט תמר.

3. נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב, בין היתר, על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז, ואשר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), למחיר חבית מסוג ברנט או לתעריף ייצור

החשמל⁹⁵. יצוין, כי שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב התאמת מחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם חברת החשמל, כמפורט בסעיף 7.13.4(ז) להלן, ושינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז. מובהר, כי מאחר ונכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן להעריך את היקף התאמת המחיר שתבוצע (אם וככל שתבוצע) במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021) כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל, הונח כי תבוצע הפחתה בהיקף של 50% משיעור ההתאמה המירבי, קרי הפחתה של 12.5%. יצוין כי, בתזרים המהווך הונח כי לא יחול שינוי במחיר במועד ההתאמה השני (קרי ביום 1.7.2024). לפרטים אודות שינויים בתזרים המהווך כתוצאה משינוי במחיר, לרבות כתוצאה משינוי בשיעור התאמת המחיר כאמור, ראו טבלאות רגישויות בסעיף זה להלן. יובהר כי הרגישויות האמורות נעשו על בסיס הנחת הפחתת המחיר כאמור לעיל. עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי במחיר כתוצאה מהבקשה לאישור תובענה ייצוגית על ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.26.1 להלן. ככל שתתקבל החלטה סופית וחלוטה במסגרת קבלת התובענה הייצוגית האמורה (קרי, לאחר שתתקבל הבקשה לאישור תובענה ייצוגית ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה), עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, לרבות על המחירים בהם תמכור השותפות, ביחד עם יתר שותפי תמר, גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות⁹⁶; (ב) כמו כן, התזרים המהווך חושב על בסיס מחיר קונדנסט המבוסס על מחירי Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה ולמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור; (ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות רק עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח וכן את הערכת השותפות בדבר הוצאות תקורה והנהלה וכלליות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט. עלויות אלו מחולקות להוצאות ברמת השדה ולהוצאות ליחידת תפוקה. עלויות התפעול שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר על המידע שסופק לידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות

⁹⁵ תעריף ייצור החשמל המשוקלל (להלן: "תעריף ייצור החשמל") הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשיכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

⁹⁶ לצורך חישוב תחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על נתונים שהתקבלו מחברת ייעוץ המבוססים על שקלול נתונים של מספר גופים ציבוריים ופרטיים: (1) גידול שנתי במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) בהיקף ממוצע של כ-2.1% לשנה; (2) מחיר חבית ברנט (Brent) של 57 דולר לחבית בשנת 2018, העולה לכ-69 דולר לחבית בשנת 2020, ולכ-85 דולר לחבית בשנת 2025, ועליה הדרגתית בשיעור ממוצע של כ-3% לשנה לאחר מכן; (3) תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת, בין היתר, על שער חליפין של כ-3.5 ש"ח לדולר בשנת 2018, כ-3.7 ש"ח בשנת 2020 וממוצע לטווח ארוך של כ-4 ש"ח לדולר לאחר מכן.

אלה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון הינן בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל גם הערכת עלויות של הוצאות עתידיות שיוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והרחבת יכולת ההפקה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון הינן הוצאות הוניות אשר יתכן ותידרשנה לתחזוקת בארות הפקה, לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה נוסף. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין. תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית המחזיק ביחידות ההשתתפות של השותפות שהינו חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. יצוין, כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי; (ז) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריית העתודות המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה ששימש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ח) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה מהמאגרים⁹⁷ והערכות לגבי היקף הביקושים בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט; (ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הכנסות מייצוא גז לשווקים המקומיים במצרים ובירדן בהיקף מצרפי כולל של כ-24.6 BCM, עד לשנת 2040, בין היתר, בהתבסס על הסכמי הייצוא המפורטים בסעיף 7.11.5 להלן⁹⁸; (י) בחישוב התזרים המהוון לא נלקחו בחשבון הכנסות הנוגעות למזכר העקרונות שנחתם עם UFG כמפורט בסעיף 7.11.5(א)3 להלן, וביצוע הרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.4(ג) להלן. יצוין כי, לאור

⁹⁷ לפרטים בדבר קיבולת ההפקה של פרויקט תמר, ראו סעיף 7.3.4(ג) לעיל.

⁹⁸ יצוין, כי במהלך שנת 2017, נמכר על-ידי שותפי תמר גז טבעי בכמות של כ-9.71 BCM לשוק המקומי ולייצוא. כן נמכר על-ידי שותפי ים תטיס גז טבעי בכמות של כ-0.16 BCM. עוד יצוין, כי להערכת השותפות, היקף השימוש בגז טבעי בישראל בשנת 2017 הסתכם לכ-10.4 BCM.

העובדה שנתוני התזרים המהוון המובאים להלן כוללים הכנסות מייצוא גז לשוק המקומי במצרים, כאמור לעיל, ושהיקף האספקה הנוכחי מפרויקט תמר קרוב למיצוי יכולת מערכת ההפקה, הכללת מלוא כמויות הגז שנקבעו בהסכם הייצוא מתמר מדולפינוס, כמפורט בסעיף 7.11.5(א)2 להלן, אינה משפיעה באופן מהותי על נתוני התזרים המהוון המובאים להלן, וכי לחתימת הסכם ייצוא זה, עשויה להיות השפעה מהותית על נתוני התזרים המהוון, בין היתר, במידה ותורחב יכולת ההפקה מפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.4(ג) לעיל; (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה, בשיעור של 11.5%. נכון למועד פרסום הדוח, שותפי תמר נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות ואין כל וודאות כי השותפות תצליח במשא ומתן לקביעת שיעור תמלוגים נמוך יותר בעתיד. לפרטים נוספים בעניין וכן בדבר הסדרים בין הצדדים עד להשלמת הדיונים האמורים, ראו סעיף 7.25.12(ג)2 להלן; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון למועד פרסום הדוח, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז; (יג) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2018 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו החל מיום 1.1.2018. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2018 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2017 לא נכללו בתזרים המהוון.

יצוין, כי התזרים המהווך עודכן ביחס לתזרים המהווך ליום 30.6.2017

מהסיבות העיקריות הבאות:

(1) עם השלמת עסקה למכירת זכויות השתתפות של השותפות בשיעור 9.25% (מתוך 100%) בחזקת תמר לתמר פטרוליום, חלה ירידה בשיעור החזקת השותפות במישרין בחזקת תמר משיעור של 31.25% לשיעור של 22%, וכן נוספה החזקת השותפות בעקיפין בחזקת תמר בשל החזקת השותפות במניות תמר פטרוליום בשיעור של 40%, כך שסך החזקות השותפות בחזקת תמר (במישרין ובעקיפין) הסתכם, נכון ליום 31.12.2017 ל- 25.7%⁹⁹.

(2) לאור עדכון תחזיות תעריף ייצור החשמל (בעיקר כתוצאה מעדכון תחזית שער חליפין של ש"ח לדולר), מדד המחירים לצרכן האמריקאי ומחיר חבית מסוג ברנט, עודכנו תחזיות מחירי המכירה (גז טבעי וקנאדנסי) הרלבנטיים הצמודים להם.

(3) מאחר ונכון למועד פרסום דוח זה, לא ניתן להעריך את היקף התאמת המחיר שתבוצע (אם וככל שתבוצע) במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021) כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל, הונח כי תבוצע הפחתה בהיקף של 50% משיעור ההתאמה המירבי, קרי הפחתה של 12.5%, לרבות השפעת התאמת מחיר כאמור על תעריף ייצור החשמל ומחירי הגז הטבעי בהסכמים הרלוונטיים.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהווך נכון ליום 31.12.2017 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות (במישרין ובעקיפין, באמצעות החזקתה בתמר פטרוליום), מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

⁹⁹ יובהר, כי נכון ליום 31.12.2017 החזיקה השותפות בחזקות תמר ודלית (במישרין ובעקיפין) ב- 25.7%. נכון למועד הדוח ולאחר השלמת הסכם המכר של תמר פטרוליום עם נובל, כמפורט בסעיף 1.1.8(ז) לעיל, מחזיקה השותפות בחזקות תמר ודלית במישרין ובעקיפין ב- 25.7855%. על כן, הנתונים המפורטים בסעיף 7.3.9 אשר הינם נכון ליום 31.12.2017 מתייחסים להחזקה של השותפות בחזקת תמר (במישרין ובעקיפין) בשיעור של 25.7%.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	הפעלה עלויות	פיתוח עלויות	נטישה עלויות ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁰	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2018	484	10.55	530,807	109,510	-	40,478	12,685	-	368,134	-	56,734	311,400	303,895	300,341	296,908	290,382	284,268
31.12.2019	489	10.65	552,950	114,078	-	40,453	10,043	-	388,376	-	62,734	325,642	302,661	292,165	282,261	264,055	247,724
31.12.2020	476	10.36	552,318	113,948	-	37,718	15,574	-	385,078	35,987	72,017	277,075	245,258	231,247	218,331	195,368	175,648
31.12.2021	474	10.33	550,659	113,605	-	38,556	42,310	-	356,187	105,132	54,989	196,067	165,288	152,221	140,452	120,216	103,578
31.12.2022	489	10.65	561,396	115,821	-	38,772	25,138	-	381,666	145,720	46,774	189,171	151,881	136,621	123,194	100,859	83,280
31.12.2023	489	10.65	565,047	116,574	-	38,772	25,957	-	383,744	173,267	42,803	167,675	128,211	112,647	99,268	77,737	61,514
31.12.2024	489	10.65	571,910	117,990	-	38,772	-	-	415,149	194,290	39,284	181,575	132,229	113,475	97,725	73,202	55,511
31.12.2025	489	10.65	578,228	119,293	-	38,772	-	-	420,163	196,636	40,115	183,412	127,206	106,626	89,739	64,297	46,727
31.12.2026	489	10.65	584,728	120,634	-	38,772	-	-	425,322	199,051	41,237	185,034	122,220	100,064	82,303	56,405	39,284
31.12.2027	489	10.65	592,413	122,220	-	38,772	-	-	431,422	201,905	44,629	184,887	116,308	93,009	74,761	49,009	32,710
31.12.2028	489	10.65	600,526	123,893	-	38,772	-	-	437,861	204,919	47,316	185,626	111,212	86,866	68,236	42,787	27,367
31.12.2029	489	10.65	610,800	126,013	-	38,772	-	-	446,015	208,735	48,569	188,711	107,676	82,148	63,064	37,824	23,185

¹⁰⁰ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

[illegible]

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁰	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	10,186	222	12,974,724	2,676,793	-	855,101	251,165	31,191	9,160,481	3,688,041	1,095,420	4,377,020	2,821,442	2,359,022	2,017,767	1,561,060	1,278,330

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח ¹⁰¹	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- ¹⁰² 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	(4)	(4)	(4)	(4)	(3)
31.12.2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	4	(1)	(3)	(3)	(3)	(3)	(2)
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	5	(1)	(3)	(3)	(2)	(2)	(2)
31.12.2022	-	-	(191)	(39)	-	-	(25,957)	-	25,805	11,306	(2,631)	17,130	13,753	12,371	11,156	9,133	7,541
31.12.2023	-	-	(193)	(40)	-	-	(25,957)	-	25,804	13,685	(2,596)	14,716	11,252	9,886	8,712	6,823	5,399
31.12.2024	-	-	(195)	(40)	-	-	-	-	(155)	(72)	1,165	(1,247)	(908)	(779)	(671)	(503)	(381)
31.12.2025	-	-	(197)	(41)	-	-	-	-	(156)	(73)	1,164	(1,247)	(865)	(725)	(610)	(437)	(318)
31.12.2026	-	-	(199)	(41)	-	-	25,957	-	(26,115)	(12,222)	3,958	(17,851)	(11,791)	(9,654)	(7,940)	(5,442)	(3,790)
31.12.2027	-	-	(202)	(42)	-	-	25,957	-	(26,117)	(12,223)	3,359	(17,253)	(10,853)	(8,679)	(6,976)	(4,573)	(3,052)
31.12.2028	-	-	(205)	(42)	-	-	-	-	(162)	(76)	(35)	(52)	(31)	(24)	(19)	(12)	(8)
31.12.2029	-	-	(208)	(43)	-	-	-	-	(165)	(77)	(35)	(53)	(30)	(23)	(18)	(11)	(6)

¹⁰¹ מאחר שרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות הצפויות ביחס למועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההוניות הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות (1P) + עתודות צפויות).

¹⁰² ראה הערת שוליים 100 לעיל.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות 101 פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מהוון ב- 102 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2030	-	-	(214)	(44)	-	-	-	-	(170)	(79)	(36)	(55)	(22)	(30)	(17)	(10)	(6)
31.12.2031	-	-	(218)	(45)	-	-	-	-	(173)	(81)	(36)	(56)	(21)	(29)	(15)	(8)	(5)
31.12.2032	-	-	(224)	(46)	-	-	(25,957)	-	25,779	12,065	(2,831)	16,545	5,798	8,155	4,154	2,180	1,176
31.12.2033	-	-	(229)	(47)	-	-	-	-	(182)	(85)	234	(330)	(108)	(155)	(75)	(38)	(20)
31.12.2034	-	-	(235)	(48)	-	-	-	-	(186)	(87)	113	(212)	(64)	(95)	(44)	(21)	(10)
31.12.2035	-	-	(240)	(50)	-	-	25,957	-	(26,148)	(12,237)	2,907	(16,817)	(4,744)	(7,160)	(3,172)	(1,457)	(692)
31.12.2036	-	-	(246)	(51)	-	-	(51,914)	-	51,719	24,204	(5,847)	33,361	8,754	13,528	5,721	2,514	1,144
31.12.2037	-	-	(250)	(52)	-	-	(1,749)	(10,397)	11,947	5,591	5,402	954	233	369	149	63	27
31.12.2038	214	4.67	327,608	67,588	-	-	(1,749)	(10,397)	272,165	127,373	37,839	106,953	24,284	39,338	15,158	6,094	2,547
31.12.2039	325	7.07	505,961	104,384	-	-	(1,749)	(10,397)	413,723	193,622	54,805	165,296	34,912	57,902	21,297	8,190	3,280
31.12.2040	489	10.65	776,458	160,190	-	38,772	25,957	-	551,539	258,120	72,230	221,189	43,458	73,791	25,908	9,529	3,658
31.12.2041	489	10.65	790,994	163,189	-	38,772	25,957	-	563,077	263,520	73,089	226,468	41,391	71,954	24,114	8,484	3,121
31.12.2042	489	10.65	805,528	166,187	-	38,772	-	-	600,569	281,067	71,110	248,393	42,231	75,163	24,045	8,092	2,852
31.12.2043	407	8.87	682,899	140,888	-	38,772	-	-	503,239	235,516	59,200	208,523	32,979	60,093	18,350	5,907	1,995
31.12.2044	397	8.65	678,464	139,973	-	38,772	-	-	499,720	233,869	59,468	206,383	30,363	56,645	16,511	5,084	1,646

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח ¹⁰¹	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מהוון ב- 7.5% ¹⁰²	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2045	361	7.86	627,942	129,550	-	38,772	-	-	459,621	215,102	54,561	189,957	25,997	13,815	4,069	1,262
31.12.2046	295	6.43	522,983	107,896	-	38,772	-	-	376,316	176,116	44,867	155,333	19,775	10,270	2,893	860
31.12.2047	226	4.91	407,017	83,971	-	38,772	-	-	284,275	133,041	33,604	117,630	13,931	7,070	1,905	543
31.12.2048	173	3.76	317,007	65,401	-	38,772	-	-	212,834	99,606	24,508	88,720	9,774	4,848	1,249	341
31.12.2049	158	3.45	296,317	61,133	-	38,772	1,749	10,397	184,267	86,237	21,415	76,615	7,851	3,806	938	246
31.12.2050	97	2.12	185,650	38,301	-	38,772	1,749	10,397	96,432	45,130	10,667	40,634	3,874	1,835	433	109
31.12.2051	70	1.53	136,140	28,087	-	38,772	1,749	10,397	57,136	26,739	6,796	23,600	2,093	969	219	53
31.12.2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	4,190	91	7,057,522	1,456,027	-	465,264	-	-	5,136,238	2,404,595	628,431	2,103,212	345,098	198,318	71,274	29,501

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-10 ³ 7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
284,264	290,378	296,904	300,337	303,891	311,396	56,738	-	368,134	-	12,685	40,478	-	109,510	530,807	10.55	484	31.12.2018
247,721	264,051	282,258	292,161	302,657	325,638	62,739	-	388,376	-	10,043	40,453	-	114,078	552,950	10.65	489	31.12.2019
175,646	195,365	218,328	231,244	245,255	277,071	72,021	35,986	385,078	-	15,574	37,718	-	113,948	552,318	10.36	476	31.12.2020
103,577	120,214	140,450	152,218	165,285	196,063	54,994	105,130	356,187	-	42,310	38,556	-	113,605	550,659	10.33	474	31.12.2021
90,821	109,992	134,349	148,992	165,634	206,301	44,143	157,026	407,471	-	(819)	38,772	-	115,781	561,205	10.65	489	31.12.2022
66,912	84,560	107,980	122,534	139,464	182,391	40,207	186,951	409,548	-	-	38,772	-	116,534	564,854	10.65	489	31.12.2023
55,130	72,699	97,054	112,696	131,321	180,328	40,448	194,217	414,994	-	-	38,772	-	117,950	571,715	10.65	489	31.12.2024
46,409	63,860	89,129	105,901	126,341	182,164	41,279	196,563	420,007	-	-	38,772	-	119,253	578,031	10.65	489	31.12.2025
35,494	50,963	74,362	90,411	110,429	167,183	45,196	186,829	399,207	-	25,957	38,772	-	120,593	584,529	10.65	489	31.12.2026
29,658	44,436	67,785	84,330	105,454	167,634	47,988	189,683	405,305	-	25,957	38,772	-	122,178	592,211	10.65	489	31.12.2027
27,360	42,775	68,217	86,842	111,181	185,574	47,281	204,843	437,698	-	-	38,772	-	123,851	600,321	10.65	489	31.12.2028

¹⁰³ ראה הערת שוליים 100 לעיל.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰³	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
23,179	37,814	63,046	82,125	107,646	188,658	48,534	208,658	445,850	-	-	38,772	-	125,970	610,592	10.65	489	31.12.2029
19,844	33,781	58,882	78,485	105,324	193,817	50,539	214,960	459,317	-	-	38,772	-	129,471	627,559	10.65	489	31.12.2030
16,817	29,872	54,436	74,247	102,008	197,102	52,506	219,580	469,187	-	-	38,772	-	132,036	639,995	10.65	489	31.12.2031
14,356	26,610	50,696	70,752	99,522	201,913	55,143	226,132	483,189	-	-	38,772	-	135,676	657,636	10.65	489	31.12.2032
10,841	20,968	41,763	59,642	85,891	182,971	60,525	214,204	457,700	-	36,340	38,772	-	138,496	671,308	10.65	489	31.12.2033
10,504	21,199	44,142	64,505	95,106	212,731	57,370	237,608	507,710	-	-	38,772	-	142,050	688,531	10.65	489	31.12.2034
8,293	17,464	38,018	56,848	85,813	201,542	61,782	231,646	494,969	-	25,957	38,772	-	145,485	705,183	10.65	489	31.12.2035
7,689	16,897	38,455	58,839	90,932	224,243	59,866	249,931	534,040	-	-	38,772	-	148,894	721,706	10.65	489	31.12.2036
6,499	14,904	35,461	55,519	87,844	227,460	61,602	254,288	543,350	-	-	38,772	-	151,314	733,435	10.65	489	31.12.2037
5,480	13,113	32,619	52,258	84,653	230,157	64,689	259,376	554,222	-	-	38,772	-	154,140	747,133	10.65	489	31.12.2038
4,652	11,616	30,207	49,519	82,126	234,450	66,745	264,961	566,156	-	-	38,772	-	157,242	762,170	10.65	489	31.12.2039
3,658	9,529	25,908	43,458	73,791	221,189	72,230	258,120	551,539	-	25,957	38,772	-	160,190	776,458	10.65	489	31.12.2040
3,121	8,484	24,114	41,391	71,954	226,468	73,089	263,520	563,077	-	25,957	38,772	-	163,189	790,994	10.65	489	31.12.2041

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰³	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
2,852	8,092	24,045	42,231	75,163	248,393	71,110	281,067	600,569	-	-	38,772	-	166,187	805,528	10.65	489	31.12.2042
1,995	5,907	18,350	32,979	60,093	208,523	59,200	235,516	503,239	-	-	38,772	-	140,888	682,899	8.87	407	31.12.2043
1,646	5,084	16,511	30,363	56,645	206,383	59,468	233,869	499,720	-	-	38,772	-	139,973	678,464	8.65	397	31.12.2044
1,262	4,069	13,815	25,997	49,653	189,957	54,561	215,102	459,621	-	-	38,772	-	129,550	627,942	7.86	361	31.12.2045
860	2,893	10,270	19,775	38,670	155,333	44,867	176,116	376,316	-	-	38,772	-	107,896	522,983	6.43	295	31.12.2046
543	1,905	7,070	13,931	27,889	117,630	33,604	133,041	284,275	-	-	38,772	-	83,971	407,017	4.91	226	31.12.2047
341	1,249	4,848	9,774	20,033	88,720	24,508	99,606	212,834	-	-	38,772	-	65,401	317,007	3.76	173	31.12.2048
246	938	3,806	7,851	16,476	76,615	21,415	86,237	184,267	10,397	1,749	38,772	-	61,133	296,317	3.45	158	31.12.2049
109	433	1,835	3,874	8,322	40,634	10,667	45,130	96,432	10,397	1,749	38,772	-	38,301	185,650	2.12	97	31.12.2050
53	219	969	2,093	4,603	23,600	6,796	26,739	57,136	10,397	1,749	38,772	-	28,087	136,140	1.53	70	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
1,307,832	1,632,333	2,216,082	2,704,122	3,437,069	6,480,232	1,723,850	6,092,635	14,296,720	31,191	251,165	1,320,365	-	4,132,821	20,032,247	313	14,376	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדינס (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%¹⁰⁴	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
102	104	106	107	109	111	(111)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
85	90	97	100	104	111	(111)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
70	78	87	93	98	111	(112)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
58	68	79	86	93	110	(112)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
48	59	72	79	88	110	(112)	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
41	51	65	74	85	111	(112)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
34	45	60	70	81	111	(111)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
28	39	54	65	77	111	(111)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
24	34	50	60	74	111	(111)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
10	15	23	28	35	56	(56)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027

¹⁰⁴ ראה הערת שוליים 100 לעיל.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁴	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	-	(80)	(36)	(24)	(4)
31.12.2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	-	(80)	(34)	(23)	(3)
31.12.2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	-	-	(209)	(85)	(55)	(7)
31.12.2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	-	-	(209)	(81)	(51)	(6)
31.12.2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	-	-	(209)	(77)	(47)	(5)
31.12.2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	-	-	(209)	(73)	(44)	(4)

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדינס (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁴	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3	9	24	41	69	206	(206)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2040
3	8	21	37	64	201	(201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2041
2	7	19	34	61	201	(201)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2042
430	1,271	3,950	7,099	12,935	44,884	13,145	51,048	109,077	-	-	-	-	28,353	137,430	1.78	82	31.12.2043
408	1,259	4,089	7,519	14,027	51,108	15,157	58,294	124,560	-	-	-	-	32,377	156,937	2.00	92	31.12.2044
482	1,553	5,275	9,926	18,958	72,525	21,554	82,762	176,841	-	-	-	-	45,967	222,808	2.79	128	31.12.2045
618	2,080	7,382	14,214	27,794	111,648	33,349	127,554	272,551	-	-	-	-	70,846	343,397	4.22	194	31.12.2046
713	2,503	9,288	18,300	36,637	154,527	46,157	176,542	377,226	-	-	-	-	98,054	475,280	5.74	263	31.12.2047
726	2,658	10,311	20,789	42,610	188,707	56,828	215,997	461,532	-	-	-	-	119,968	581,501	6.89	317	31.12.2048
522	1,994	8,087	16,683	35,009	162,796	48,566	185,935	397,297	(10,397)	(1,749)	-	-	100,114	485,266	5.65	259	31.12.2049
553	2,206	9,354	19,747	42,424	207,142	61,812	236,599	505,554	(10,397)	(1,749)	-	-	128,254	621,662	7.11	326	31.12.2050
343	1,429	6,334	13,681	30,093	154,280	45,561	175,801	375,642	(10,397)	(1,749)	-	-	94,485	457,982	5.14	236	31.12.2051

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%¹⁰⁴	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
266	1,155	5,351	11,827	26,635	143,376	42,827	163,803	350,006	-	-	38,772	-	101,057	489,834	5.40	248	31.12.2052
172	781	3,783	8,556	19,727	111,502	36,934	130,579	279,016	10,397	1,749	38,772	-	85,761	415,694	4.50	207	31.12.2053
115	541	2,743	6,348	14,983	88,923	30,189	104,783	223,896	10,397	1,749	38,772	-	71,433	346,247	3.68	169	31.12.2054
98	482	2,551	6,041	14,599	90,972	30,802	107,125	228,899	10,397	1,749	38,772	-	72,734	352,550	3.68	169	31.12.2055
5,925	20,452	79,097	161,360	337,083	1,583,055	482,210	1,816,827	3,882,097	-	-	155,088	-	1,049,403	5,086,588	59	2,690	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁵	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
284,366	290,482	297,010	300,444	304,000	311,507	56,627	-	368,134	-	12,685	40,478	-	109,510	530,807	10.55	484	31.12.2018
247,806	264,141	282,354	292,261	302,761	325,749	62,627	-	388,376	-	10,043	40,453	-	114,078	552,950	10.65	489	31.12.2019
175,716	195,443	218,415	231,336	245,353	277,182	71,910	35,987	385,078	-	15,574	37,718	-	113,948	552,318	10.36	476	31.12.2020
103,635	120,281	140,529	152,304	165,378	196,174	54,882	105,132	356,187	-	42,310	38,556	-	113,605	550,659	10.33	474	31.12.2021
90,869	110,051	134,421	149,072	165,723	206,411	44,032	157,028	407,471	-	(819)	38,772	-	115,781	561,205	10.65	489	31.12.2022
66,953	84,611	108,045	122,608	139,548	182,501	40,095	186,952	409,548	-	-	38,772	-	116,534	564,854	10.65	489	31.12.2023
55,164	72,744	97,114	112,766	131,402	180,440	40,337	194,217	414,994	-	-	38,772	-	117,950	571,715	10.65	489	31.12.2024
46,438	63,899	89,183	105,966	126,418	182,276	41,168	196,563	420,007	-	-	38,772	-	119,253	578,031	10.65	489	31.12.2025
35,517	50,997	74,412	90,471	110,502	167,294	45,084	186,829	399,207	-	25,957	38,772	-	120,593	584,529	10.65	489	31.12.2026
29,668	44,451	67,807	84,358	105,489	167,690	47,932	189,683	405,305	-	25,957	38,772	-	122,178	592,211	10.65	489	31.12.2027
27,360	42,775	68,217	86,842	111,181	185,574	47,281	204,843	437,698	-	-	38,772	-	123,851	600,321	10.65	489	31.12.2028

¹⁰⁵ ראה הערת שוליים 100 לעיל.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁵	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
23,179	37,814	63,046	82,125	107,646	188,658	48,534	208,658	445,850	-	-	38,772	-	125,970	610,592	10.65	489	31.12.2029
19,844	33,781	58,882	78,485	105,324	193,817	50,539	214,960	459,317	-	-	38,772	-	129,471	627,559	10.65	489	31.12.2030
16,817	29,872	54,436	74,247	102,008	197,102	52,506	219,580	469,187	-	-	38,772	-	132,036	639,995	10.65	489	31.12.2031
14,356	26,610	50,696	70,752	99,522	201,913	55,143	226,132	483,189	-	-	38,772	-	135,676	657,636	10.65	489	31.12.2032
10,841	20,968	41,763	59,642	85,891	182,971	60,525	214,204	457,700	-	36,340	38,772	-	138,496	671,308	10.65	489	31.12.2033
10,500	21,191	44,125	64,480	95,070	212,651	57,451	237,608	507,710	-	-	38,772	-	142,050	688,531	10.65	489	31.12.2034
8,289	17,457	38,003	56,826	85,779	201,462	61,862	231,646	494,969	-	25,957	38,772	-	145,485	705,183	10.65	489	31.12.2035
7,682	16,881	38,419	58,784	90,847	224,034	60,075	249,931	534,040	-	-	38,772	-	148,894	721,706	10.65	489	31.12.2036
6,493	14,890	35,428	55,468	87,763	227,251	61,812	254,288	543,350	-	-	38,772	-	151,314	733,435	10.65	489	31.12.2037
5,475	13,102	32,590	52,210	84,576	229,948	64,898	259,376	554,222	-	-	38,772	-	154,140	747,133	10.65	489	31.12.2038
4,648	11,605	30,180	49,474	82,053	234,241	66,954	264,961	566,156	-	-	38,772	-	157,242	762,170	10.65	489	31.12.2039
3,661	9,538	25,932	43,499	73,860	221,395	72,024	258,120	551,539	-	25,957	38,772	-	160,190	776,458	10.65	489	31.12.2040
3,123	8,492	24,136	41,428	72,018	226,669	72,888	263,520	563,077	-	25,957	38,772	-	163,189	790,994	10.65	489	31.12.2041

סה"כ תזרים מהוון מעתדות מעתדות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5% ¹⁰⁵	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
2,855	8,098	24,064	42,265	75,224	248,595	70,908	281,067	600,569	-	-	38,772	-	166,187	805,528	10.65	489	31.12.2042
2,425	7,178	22,300	40,078	73,028	253,407	72,346	286,564	612,316	-	-	38,772	-	169,240	820,329	10.65	489	31.12.2043
2,053	6,343	20,600	37,883	70,672	257,492	74,625	292,163	624,279	-	-	38,772	-	172,350	835,401	10.65	489	31.12.2044
1,744	5,622	19,090	35,923	68,611	262,482	76,116	297,864	636,462	-	-	38,772	-	175,517	850,750	10.65	489	31.12.2045
1,478	4,973	17,652	33,989	66,464	266,981	78,216	303,670	648,867	-	-	38,772	-	178,741	866,380	10.65	489	31.12.2046
1,256	4,408	16,358	32,231	64,526	272,157	79,762	309,582	661,501	-	-	38,772	-	182,025	882,298	10.65	489	31.12.2047
1,067	3,907	15,159	30,563	62,643	277,427	81,336	315,603	674,366	-	-	38,772	-	185,369	898,507	10.65	489	31.12.2048
767	2,932	11,893	24,535	51,485	239,411	69,981	272,172	581,564	-	-	38,772	-	161,247	781,583	9.10	418	31.12.2049
662	2,639	11,189	23,620	50,747	247,777	72,479	281,729	601,985	-	-	38,772	-	166,555	807,312	9.23	424	31.12.2050
396	1,647	7,303	15,774	34,697	177,880	52,358	202,540	432,778	-	-	38,772	-	122,572	594,122	6.67	306	31.12.2051
266	1,155	5,351	11,827	26,635	143,376	42,827	163,803	350,006	-	-	38,772	-	101,057	489,834	5.40	248	31.12.2052
172	781	3,783	8,556	19,727	111,502	36,934	130,579	279,016	10,397	1,749	38,772	-	85,761	415,694	4.50	207	31.12.2053
115	541	2,743	6,348	14,983	88,923	30,189	104,783	223,896	10,397	1,749	38,772	-	71,433	346,247	3.68	169	31.12.2054

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנס ט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 7.5% ¹⁰⁵	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2055	169	3.68	352,550	72,734	-	38,772	1,749	10,397	228,899	107,125	30,802	90,972	14,599	6,041	2,551	482	98
סה"כ	17,067	372	25,118,835	5,182,222	-	1,475,453	251,165	31,191	18,178,815	7,909,462	2,206,065	8,063,292	3,774,153	2,865,481	2,295,179	1,652,782	1,313,754

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל, ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועד ההתאמה הראשון כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל עשוי להיות שונה מהותית מהערכת השותפות, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועד ההתאמה הראשון והכל בהתאם למנגנון ההתאמה כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל.

4. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2017.

(באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,782,520	2,185,271	1,685,929	1,378,227	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,971,390	1,848,116	1,433,620	1,175,650
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,333,029	218,916	78,189	31,978	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,873,716	178,004	64,619	27,253
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	7,115,550	2,404,187	1,764,118	1,410,205	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,845,105	2,026,119	1,498,239	1,202,903
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,748,438	87,155	22,480	6,476	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,417,679	71,040	18,419	5,371
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,863,987	2,491,341	1,786,598	1,416,681	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,262,784	2,097,159	1,516,658	1,208,274
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,983,636	2,267,167	1,746,512	1,426,366	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,771,273	1,763,483	1,369,405	1,123,349
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,447,904	229,230	81,671	33,248	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,759,303	168,072	61,476	26,282
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,431,540	2,496,398	1,828,183	1,459,613	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,530,576	1,931,555	1,430,880	1,149,631
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,831,127	91,184	23,495	6,752	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,334,989	67,011	17,404	5,095
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	9,262,667	2,587,581	1,851,678	1,466,365	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,865,565	1,998,566	1,448,284	1,154,726

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,184,194	2,347,870	1,805,711	1,472,988	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,569,399	1,676,732	1,303,122	1,069,092
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,562,707	239,499	85,116	34,486	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,644,838	158,172	58,375	25,357
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,746,902	2,587,369	1,890,827	1,507,474	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,214,237	1,834,903	1,361,497	1,094,449
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,913,817	95,212	24,510	7,028	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,252,300	62,982	16,389	4,819
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	9,660,718	2,682,581	1,915,337	1,514,502	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,466,536	1,897,886	1,377,886	1,099,268

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,298,480	2,113,836	1,656,613	1,365,717	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,083,559	1,861,546	1,438,635	1,177,611
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,075,034	245,117	95,128	40,889	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,048,068	172,375	61,107	25,613
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,373,514	2,358,953	1,751,740	1,406,606	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,131,628	2,033,920	1,499,742	1,203,224
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,512,844	94,789	26,554	8,106	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,743,430	83,521	21,083	5,974

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,886,358	2,453,743	1,778,294	1,414,712	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,875,057	2,117,441	1,520,825	1,209,198

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,274,790	2,157,441	1,700,410	1,406,231	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,122,461	1,797,889	1,381,194	1,127,613
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,042,031	264,433	106,413	46,879	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,672,814	140,907	51,090	22,323
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,316,822	2,421,874	1,806,823	1,453,110	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,795,276	1,938,796	1,432,284	1,149,935
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,464,919	102,701	30,212	9,603	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,291,476	94,104	22,591	6,167
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,781,741	2,524,574	1,837,035	1,462,712	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,086,751	2,032,900	1,454,875	1,156,102
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,277,781	2,202,112	1,743,279	1,445,189	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,169,952	1,725,009	1,318,487	1,074,326
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,975,327	277,375	115,386	52,099	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,287,162	116,575	44,314	20,412

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,253,108	2,479,487	1,858,665	1,497,288	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,457,113	1,841,585	1,362,801	1,094,738
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,433,446	112,412	34,764	11,533	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,718,731	99,108	22,937	6,111
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,686,554	2,591,899	1,893,429	1,508,822	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,175,845	1,940,693	1,385,739	1,100,848

5. להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI) ותעריף ייצור החשמל ליום 31.12.2017 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁰⁶ :

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%					קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,383,141	2,021,028	1,563,551	1,280,284	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,370,984	2,014,546	1,558,598	1,276,398
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,103,202	198,309	71,268	29,495	עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,103,210	198,315	71,273	29,500
סה"כ עתודות מסוג 2P	6,486,343	2,219,337	1,634,819	1,309,779	סה"כ עתודות מסוג 2P	6,474,194	2,212,861	1,629,871	1,305,898

¹⁰⁶ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה-CPI, בנייתו הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%					קיטון בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%				
(Reserves Proved+Probable)					(Reserves Proved+Probable)				
עמודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עמודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עמודות מסוג 3P	8,069,401	2,298,434	1,655,268	1,315,702	סה"כ עמודות מסוג 3P	8,057,252	2,291,958	1,650,321	1,311,821
Proved+Probable+Possible (Reserves)					Proved+Probable+Possible (Reserves)				
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עמודות מוכחות 1P	4,617,917	2,109,634	1,627,212	1,329,745	עמודות מוכחות 1P	4,149,655	1,939,121	1,507,948	1,239,761
(Reserves Proved)					(Proved Reserves)				
עמודות צפויות	2,264,295	212,624	76,040	31,186	עמודות צפויות	1,942,209	184,040	66,530	27,829
(Reserves Probable)					(Probable Reserves)				
סה"כ עמודות מסוג 2P	6,882,213	2,322,258	1,703,252	1,360,931	סה"כ עמודות מסוג 2P	6,091,865	2,123,161	1,574,478	1,267,589
(Reserves Proved+Probable)					(Reserves Proved+Probable)				
עמודות אפשריות	1,703,022	84,913	21,911	6,321	עמודות אפשריות	1,463,130	73,283	18,988	5,527
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עמודות מסוג 3P	8,585,235	2,407,171	1,725,163	1,367,252	סה"כ עמודות מסוג 3P	7,554,995	2,196,445	1,593,466	1,273,116
Proved+Probable+Possible (Reserves)					Proved+Probable+Possible (Reserves)				

6. להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה

השותפות ליום 31.12.2017 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גיזול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P	4,419,270	2,088,485	1,622,828	1,331,500	עתודות מוכחות 1P	4,533,523	1,966,691	1,505,225	1,226,482
(Reserves Proved)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	2,085,863	210,210	77,169	32,218	עתודות צפויות	2,190,507	174,086	59,884	24,596
(Reserves Probable)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג 2P	6,505,134	2,298,695	1,699,996	1,363,718	סה"כ עתודות מסוג 2P	6,724,030	2,140,777	1,565,109	1,251,078
(Reserves Proved+Probable)					(Reserves Proved+Probable)				
עתודות אפשריות	1,559,482	81,320	21,258	6,186	עתודות אפשריות	1,161,335	63,236	17,013	5,129
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג 3P	8,064,616	2,380,015	1,721,254	1,369,904	סה"כ עתודות מסוג 3P	7,885,365	2,204,013	1,582,122	1,256,207
Proved+Probable+Possible (Reserves)					Proved+Probable+Possible (Reserves)				

7. להלן ניתוח רגישות להתאמת המחיר שנקבע בהסכם עם חברת החשמל ליום 31.12.2017 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי

השותפות :

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
הפחתת מחיר בשיעור של 0%					הפחתת מחיר בשיעור של 25%				
עתודות מוכחות 1P	4,443,201	2,051,344	1,585,930	1,297,160	עתודות מוכחות 1P	4,311,546	1,984,468	1,536,375	1,259,626
(Reserves Proved)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	2,103,222	198,314	71,269	29,493	עתודות צפויות	2,103,186	198,308	71,271	29,500
(Reserves Probable)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג 2P	6,546,423	2,249,658	1,657,199	1,326,653	סה"כ עתודות מסוג 2P	6,414,731	2,182,775	1,607,645	1,289,126
(Reserves Proved+Probable)					(Reserves Proved+Probable)				
עתודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עתודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג 3P	8,129,482	2,328,755	1,677,648	1,332,577	סה"כ עתודות מסוג 3P	7,997,790	2,261,873	1,628,095	1,295,050
Proved+Probable+Possible (Reserves)					Proved+Probable+Possible (Reserves)				
תוספת מחיר בשיעור של 12.5%					תוספת מחיר בשיעור של 25%				
עתודות מוכחות 1P	4,508,501	2,084,631	1,610,621	1,315,873	עתודות מוכחות 1P	4,574,317	2,118,089	1,635,414	1,334,649
(Reserves Proved)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	2,103,249	198,322	71,272	29,493	עתודות צפויות	2,103,272	198,328	71,273	29,491
(Reserves Probable)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג 2P	6,611,750	2,282,953	1,681,893	1,345,366	סה"כ עתודות מסוג 2P	6,677,589	2,316,417	1,706,687	1,364,140
(Reserves Proved+Probable)					(Reserves Proved+Probable)				
עתודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עתודות אפשריות	1,583,058	79,097	20,449	5,924
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				

שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
הפחתת מחיר בשיעור של 25%					הפחתת מחיר בשיעור של 0%				
1,370,063	1,727,137	2,395,514	8,260,648	סה"כ עתודות מסוג 3P	1,351,290	1,702,342	2,362,050	8,194,809	סה"כ עתודות מסוג 3P
				Proved+Probable+Possible) (Reserves					Proved+Probable+Possible) (Reserves

8. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם נובעים בעיקר מכמויות ההפקה מהמאגר. יצוין כי, לאור הירידה בשיעור החזקת השותפות במישרין בחזקת תמר משיעור של 31.25% לשיעור של 22%, ולאור החזקת השותפות בעקיפין בחזקת תמר באמצעות החזקתה במניות תמר פטרוליום בשיעור של 40%, חל קיטון בחלק השותפות (Net)¹⁰⁷.

9. נתוני הפקה

להלן נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2015-2017¹⁰⁸:

גז טבעי ¹⁰⁹			
שנת 2017 ¹¹⁰	שנת 2016	שנת 2015	
97,659	103,028	91,648	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF) ¹¹¹
5.33	5.2	5.3	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ¹¹²
0.6	0.6	0.6	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.1	0.09	0.1	המדינה
0.15	0.14	0.14	צדדים שלישיים
0.36	0.4	0.4	בעלי עניין
4.12	3.97	4.06	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
			תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)

¹⁰⁷ ראה הערת שוליים 99 לעיל.

¹⁰⁸ יצוין, כי ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: 30.3.2013) ועד 31.12.2017 סופקו ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ- 40.2 BCM. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע ליום של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2016 – 31.12.2017) בכ- 917 MMCF (0.917 BCF).

¹⁰⁹ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד לספרה הקרובה אחרי הנקודה העשרונית.

¹¹⁰ נתוני ההפקה כוללים בנוסף להחזקתה הישירה של השותפות בפרויקט תמר, גם את חלקה של השותפות בנתוני ההפקה של תמר פטרוליום וזאת החל מחודש יולי 2017.

¹¹¹ נתוני ההפקה בשנים 2015-2017 כוללים כ- 6,298 MMCF וכ- 6,256 MMCF ו- 2,687 MMCF, בהתאמה, של גז טבעי שסופקו ללקוחות ים תטיס, החל מחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, במסגרת מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) להלן, אולם אינם כוללים כמויות של גז טבעי שסופק ממאגר ים תטיס ללקוחות תמר, כמפורט בסעיף 7.3.4(ה) להלן.

¹¹² המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של השותפות הכולל את מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) להלן.

גז טבעי ¹⁰⁷			
שנת 2017 ¹¹⁰	שנת 2016	שנת 2015	
-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
4.12	3.97	4.06	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) ¹¹³
3.44	3.2	2.8	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %) ¹¹⁴

קונדנסט ¹¹⁵			
שנת 2017 ¹¹⁶	שנת 2016	שנת 2015	
129.4	140	124	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
47.1	38.1	47	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
5.28	4.2	5	המדינה
0.83	0.68	0.84	צדדים שלישיים
1.37	1	1.23	בעלי עניין
2	2.1	2.5	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
37.62	30.12	37.43	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
37.62	30.12	37.43	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) ¹¹⁷

¹¹³ יודגש כי, נתוני עלות ההפקה אינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ואת תשלומי המס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

¹¹⁴ שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח או למועד תחילת הפקה, לפי המאוחר. שיעור האזילה האמור מחושב בסוף השנה ולא במהלכה.

¹¹⁵ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל למספר השלם הקרוב ביותר.

¹¹⁶ ראו הערת שוליים 110 לעיל.

קונדנסט ¹¹⁷			
שנת 2017 ¹¹⁶	שנת 2016	שנת 2015	
3.5	3.3	2.9	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) ¹¹⁸

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת ב' דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2017 וכן מצורפת כנספת א' לפרק זה הסכמת המעריך להכללת הדוח האמור בדוח זה.

מצ"ב כנספת ג' לפרק זה מכתב מיום 20.3.2018 שקיבלה השותפות מ-NSAI בדבר היעדר שינויים מהותיים בפרויקט תמר.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20.3.2018 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC)

¹¹⁷ ראה הערת שוליים 20 לעיל.

¹¹⁸ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;

(8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;

(9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

אסי ברטפלד

משאבים מותנים ומנובאים בחזקת דלית

(ב)

מבנה דלית מופרד בשברים למספר תאי שבר (Fault Blocks) כאשר קידוח "דלית 1" הוכיח את המצאם של המשאבים בתא השבר העיקרי בו נקדח, ולא בתאי השבר הסמוכים לו. בהתאם, ועל-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, אשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים") סיווגה NSAI, נכון ליום 31.12.2017 את משאבי הגז הטבעי בתא השבר העיקרי כמשאבים מותנים, בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור פרויקט שיכלול תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירות גז מהשדה, בעוד שחלק אחר ממשאבי הגז בחזקת דלית עדיין מסווגים כמשאבים מנובאים.

1. משאבים מותנים בחזקת דלית

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2017, המשאבים המותנים בחזקת דלית, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) הינם כמפורט להלן :

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹¹⁹ (Net) BCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low) (Estimate)	216.9	44.2
האומדן הטוב ביותר (2C-Best) (Estimate)	270.7	54.9
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	334.8	67.7

בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים המותנים מותנים באישור פרויקט הכולל תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירות גז טבעי וכי אם יתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. כמו כן, מצוין בו כי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה כלכלית. יצוין, כי השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים אלה, הוא השוק המקומי והשוק האזורי. לפרטים נוספים אודות שוק הגז המקומי ראו סעיפים 6 ו- 7.11.1 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז הטבעי ראו סעיף 7.12.2 להלן.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים בחזקת דלית, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בחזקה והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI אשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל

¹¹⁹ בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים (כשיעורם לאחר מועד החזר השקעה) ובהנחה שמועד החזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של BCF 70.6. מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי, ייתכן שמועד החזר ההשקעה יהיה שונה מהותית מהמצויין לעיל. השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות חושב על-פי החזקות השותפות בחזקת דלית (במישרין ובעקיפין) נכון ליום 31.12.2017 ותחת הנחה כי שיעור התמלוג למדינה הינו 12.5%.

עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

2. משאבים מנובאים בחזקת דלית

א. נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2017, המשאבים המנובאים המצויים בשישה תאי שבר במבנה דלית (הצמודים לתא השבר בו נתגלתה תגלית דלית), הינם כמפורט להלן :

קטגוריית המשאבים המנובאים	פרוספקט	סה"כ הנפט (100%) (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההונית של השותפות (Net) ¹²⁰ BCF
האומדן הנמוך (Low Estimate)	West 1	134.2	26.8
	West 2	64.0	12.8
	West 3	2.9	0.6
	East 1	3.4	0.7
	East 2	1.8	0.4
	East 3	5.9	1.2
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	West 1	169.1	33.7
	West 2	80.8	16.1
	West 3	3.7	0.7
	East 1	4.3	0.9
	East 2	2.3	0.5
	East 3	7.4	1.5
האומדן הגבוה (High Estimate)	West 1	210.2	41.9
	West 2	101.8	20.3
	West 3	4.6	0.9
	East 1	5.5	1.1
	East 2	2.9	0.6
	East 3	9.3	1.9

ב. דוח המשאבים הוכן על בסיס, תוצאות קידוח דלית 1 ועל בסיס סקר סייסמי 3D שבוצע ועובד בשנת 2008 וסקר סייסמי 3D

¹²⁰ בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים (כשיעורם לאחר מועד החזר השקעה) כמפורט בהערת שוליים 119 לעיל.

נוסף שבוצע ועובד בשנת 2010 וכן על בסיס מידע משדות גז סמוכים ו/או דומים.

ג. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים

השונים:

Parameter	Gross Rock Volume (Acre-Feet)		Acres (Feet)		Average Gross Thickness (Feet)		Net-to-Gross (decimal)	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	73,444	104,920	1,075	1,353	68	78	0.74	0.84
West 2	34,754	46,649	534	729	65	68	0.74	0.84
West 3	1,595	2,279	19	30	84	76	0.74	0.84
East 1	1,864	2,663	20	144	93	18	0.74	0.84
East 2	1,005	1,436	16	75	63	19	0.74	0.84
East 3	3,199	4,570	55	152	58	30	0.74	0.84

Parameter	Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)		Gas Recovery Factor (decimal)	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
West 2	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
West 3	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 1	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 2	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 3	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70

ד. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך:

הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בשלב זה של הפעילות בחזקת דלית הינם סיכונים טכניים-תפעוליים, וכן סיכונים גיאולוגיים, לרבות: סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה (ככל שתהיינה), בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה (ככל שיהיו). במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לתגלית מסחרית, הינם, בין היתר, שחדירות (פרמאביליות) חולות המאגר לא תהא מספקת על-מנת לאפשר זרימה בספיקה בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים אל הקידוח שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות פיתוח התגלית, חוסר הצדקה כלכלית ומסחרית לפיתוח התגלית, סיכונים

הכרוכים בפיתוח התגלית בהתאם לתכנית הפיתוח, וכיוצ"ב. לפירוט גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות אקספלורציה ראו סעיף 7.29 להלן.

ה. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הכרוכים בתהליך חיפוש נפט, ואומדן ההסתברות להצלחה הכולל הינם כדלקמן:

הסתברות להצלחה (באחוזים)	פרמטר
90	Trap Integrity
90	Reservoir Quality
100	Source Evaluation
95	Migration/Timing
77	סה"כ הסתברות להצלחה

ו. אומדן הסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית

בדוח צוין כי בהתבסס על פיתוח שדות דומים ובהנחה שתהיה תגלית, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר, הינם בעלי סיכוי סביר להפקה כלכלית. השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים אלה, אשר יצטרפו למשאבים שיתגלו בתגליות בהן מעורבת השותפות, הוא השוק המקומי והשוק האזורי.

ז. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים:

הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקרים הסייסמים, על המידע שנתקבל מקידוח דלית 1 וקידוחים סמוכים וכן על מידע שנתקבל ממאגרים דומים נוספים באזור ובעולם.

אזהרה – אין ודאות כי חלק כלשהו מהמשאבים הפוטנציאליים שצוינו אכן, יתגלה. אם יתגלה, אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק חלק כלשהו מהמשאבים. המידע הפרוספקטיבי אינו בגדר הערכה אודות עתודות ומשאבים מותנים אותם ניתן יהיה להעריך רק לאחר קידוח האקספלורציה, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המנובאים בחזקת דלית, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בחזקה והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות

בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי.

ח. בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכלל זה כי: (1) ביחס למשאבים המותנים, ההערכות אינן משקפות סיכוני פיתוח; (2) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של הבאר או את מצבה; (3) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד דוח המשאבים, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים המותנים או על מסחריותם; (4) המשאבים הינם באתר שלא פותח ועל כן הערכתם מבוססת על אומדני גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים; (5) דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס הנפט.

ט. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט:

בדוח המשאבים הנוכחי לא חל כל שינוי בהערכת המשאבים המנובאים בחזקת דלית. ההבדלים בין דוח המשאבים הנוכחי לבין דוח המשאבים הקודם אשר פורסם בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2012 מיום 15.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-006325) נובעים מהשינויים בשיעור החזקה של השותפות בלבד. השינויים כאמור נבעו ממיזוג השותפויות (לאחר השלמת המיזוג החזיקה השותפות בשיעור של 31.25% בחזקת דלית) והשלמת הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום (בגינו ירד שיעור החזקה השותפות במישרין בחזקת דלית לשיעור של 22%, וכן נוספה לשותפות החזקה עקיפה בחזקת דלית בשיעור של 3.7% לאור החזקתה במניות תמר פטרוליום בשיעור של 40%)¹²¹.

¹²¹ ראו הערת שוליים 99 לעיל.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם למערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף **כנספת ד'** לפרק זה דוח משאבים מותנים ומנובאים בחזקת דלית שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2017 וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20.3.2018 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.4 פרויקט לווייתן

7.4.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	לווייתן צפון לווייתן דרום
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ-140-130 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח:	השטח הכולל של שתי החזקות יחדיו הינו כ-500 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	27.3.2014
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	13.2.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	13.2.2044
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך ב-20 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (39.66%). - השותפות (45.34%). - רציו חיפושי נפט (1992) – שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") (15%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי ברציו, רציו חיפושי נפט בע"מ, הינו חברה בבעלות משותפת של ד.ל.י. בע"מ (להלן: "ד.ל.י.י") (34%); חירם לנדאו בע"מ (להלן: "חירם") (34%) איתן איזנברג בע"מ (להלן: "איזנברג") (8.5%), יונה צפירי (8.5%) ועו"ד בעז בן צור ועו"ד אלי זוהר בנאמנות עבור מר שלומי שוקרון (15%). ד.ל.י.י הנה חברה פרטית, בבעלות יאיר רוטלוי 1/3 וליגד רוטלוי 2/3. חירם הנה חברה פרטית, בשליטת ישעיהו לנדאו. איזנברג הנה חברה פרטית בשליטת איתן איזנברג. בין בעלי המניות של רציו חיפושי נפט בע"מ קיים הסכם בעלי מניות¹²².

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	- ¹²³
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 45.34% בכל אחת מחזקות לווייתן.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 37.63% לאחר החזר ההשקעה – 36.05%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ-648,426 אלפי דולר ¹²⁴

¹²² נכון למועד פרסום הדוח, החזקותיהם של כלל בעלי הענין ברציו (למעט החזקות מוסדיים, קרנות נאמנות וקופות גמל) קטנות מ-22%.

¹²³ חזקות לווייתן הוענקו לשותפות ביום 27.3.2014 חלף רשיונות 349/רחל ו-350/עמית.

¹²⁴ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בחזקות לווייתן לאחר המיזוג, קרי 45.34%.

7.4.2

עיקרי תנאי חזקות לווייתן

(א) התנאים שנקבעו בתנאי חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום זהים בעיקרם. התיאור המובא להלן מתייחס לנושאים העיקריים בחזקת לווייתן דרום (להלן בסעיף 7.4.2 זה: "**החזקה**"), כאשר במקומות בהם יש הבדל מהותי ביחס לחזקת לווייתן צפון, הדבר מצוין.

(ב) המפעיל יחייב בפעולותיו את בעל החזקה והודעות הממונה על ענייני הנפט או מי מטעמו למפעיל תחייבנה את בעל החזקה. אין באמור בסעיף זה כדי לגרוע מהתחייבויותיהם ומאחריותם של כל אחד משותפי לווייתן לפעול בהתאם להוראות החזקה ולהוראות כל דין, ביחד ולחוד.

(ג) בעל החזקה לא יחליף את המפעיל אלא באישור הממונה על ענייני הנפט, מראש ובכתב.

(ד) היקף החזקה

1. בעל החזקה יהיה בעל הזכות הבלעדית לחפש ולהפיק נפט וגז טבעי בשטח החזקה בלבד, במשך כל תקופת החזקה כאמור, בכפוף ליתר הוראות שטר החזקה וכל דין.

2. בעל החזקה, על אחריותו בלבד, יתכנן, יממן, יקים ויפעיל את מערכת ההפקה ויתחזק אותה לצורך הפעלתה השוטפת, הכל באמצעות המפעיל, קבלנים, מתכננים ויועצים שהם בעלי ידע ברמה גבוהה וניסיון רב בתחומיהם, ובאופן שיאפשר אספקה אמינה, סדירה ותקינה ובטיחותית של נפט ושל גז טבעי משדה לווייתן.

(ה) תקופת החזקה

הסתיימה תקופת החזקה או בוטלה החזקה לפי הוראות חוק הנפט והתקנות שמכוחו או לפי הוראות שטר החזקה, תפקע זכותו של בעל החזקה לפעול מכוחו.

(ו) מכירה לצרכנים בישראל וייצוא

1. בעל החזקה לא יסרב סירוב בלתי סביר לספק נפט וגז טבעי לצרכנים בישראל.

יצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה על ענייני הנפט באישור שר האנרגיה (להלן בסעיף 7.4.2 זה: "**אישור הייצוא**"), בהתאם להחלטת הממשלה כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)2 להלן. יצוין, כי לא יתאפשר יצוא בפועל אלא אם לאחר ביצוע תוכנית הפיתוח תעמוד לרשות המשק המקומי כמות של 540 BCM בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה האמורה. כמו כן, לא יתאפשר יצוא באופן הפוגע ביכולת של בעל החזקה לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כמות של 1.05 מיליון מ"ק של גז לשעה לפחות

(משטחי חזקות לווייתן יחד). בכל מקרה הייצוא בפועל לא יחל לפני מועד תחילת ההזרמה אל מערכת ההולכה.

2. למרות האמור לעיל, הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לשקול להפחית את הכמות שבעל החזקה נדרש לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כאמור, וזאת אם נוכח, בין היתר, כי בעל חזקה אחר אשר יקבל חזקה לאחר יום 27.3.2014, מזרים או צפוי להזרים בלוח זמנים סביר, גז למערכת ההולכה הארצית.

3. במקרה של מחסור בגז טבעי בישראל, ייתן בעל החזקה עדיפות לצרכי המשק המקומי, ביחס ליכולת אספקה שאינה כפופה להתחייבות מכירה על פי חוזה בר תוקף שיש לו באותה העת. כמות שתסופק כאמור למשק המקומי תיחשב כחלק מהכמות המיועדת למשק המקומי לפי החלטת הממשלה האמורה, ולא תגרע מהכמות המותרת ליצוא לפי אישור הייצוא ככל שיינתן.

(ז) הקמת מתקנים והתאמת הקיבולת לצרכי המשק המקומי

1. התכנון וההקמה של מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף במסגרת תכנית הפיתוח ייעשו כך שיאפשרו אספקה והזרמה של גז למערכת ההולכה הארצית בכמות של 1.4 מיליון מ"ק לפחות לשעה משטחי חזקות לווייתן יחד.

2. בעל החזקה יהיה רשאי, בכפוף לקבלת אישור בכתב של הממונה על ענייני הנפט ומנהל רשות הגז הטבעי, לפי העניין, להגדיל את קיבולת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לספק ולהוסיף להן מתקנים וקידוחים, באופן שיאפשר הזרמה למערכת ההולכה הארצית של כמויות גז מעבר לאמור בסעיף קטן (א) לעיל.

3. הממונה על ענייני הנפט רשאי לדרוש מבעל החזקה, אם ראה צורך בכך בשל נסיבות מיוחדות, להוסיף למערכת ההפקה ומערכת ההולכה מיתקנים וקידוחים, וכן נקודת כניסה נוספת, באופן שיאפשר הזרמת כמויות של גז העולות על אלה האמורות לעיל בבטיחות, באמינות וביעילות לצרכנים בישראל; דרישה כאמור תינתן רק אם התקיימו נסיבות מיוחדות, ותוך שקילה ואיזון של כל השיקולים הנוגעים לעניין, ובהם שיקולי כדאיות כלכלית, ואם ימצא הממונה על ענייני הנפט כי אין לתוספת כדאיות כלכלית לבעל החזקה, רק אם ימצא לכך פתרון. דרש הממונה על ענייני הנפט כאמור, יכין בעל החזקה תוספת לתכנית הפיתוח ויגיש אותה לאישורו בתוך תקופה שיקבע הממונה על ענייני הנפט בדרישתו.

(ח) ההפקה המסחרית

1. ההפקה המסחרית משטח החזקה תתבצע בהתאם לעקרונות אלה :

א. ההפקה תתבצע בשקידה ראויה, ללא בזבז, ללא יצירת סיכון, ובאופן שאין בו כדי לפגוע במאפייני מאגרי הגז המצויים בשדה לויתן.

ב. ההפקה מכל קידוח תתבצע כך שלא תעלה על התפוקה המרבית היעילה; הממונה על ענייני הנפט רשאי להורות לבעל החזקה, מזמן לזמן, מה תהיה התפוקה המרבית, בהתחשב בנתוני מאגרי הגז המצויים בשדה לויתן ובמאפייניהם.

ג. בעל החזקה ישמור על איכות הגז המוזרם על ידו למערכת ההולכה הארצית בהתאם למפרט הגז שייקבע.

2. בעל החזקה יבצע הפקה מסחרית בהתאם להוראות הרשויות המוסמכות ולכל דין, ובהתאם להוראות כל רשיון, היתר, אישור וכיוצ"ב הנדרשים לשם כך לפי כל דין.

3. בעל החזקה לא יחל בהפקה מסחרית ולא יחל בהזרמת גז למערכת ההולכה לספק, אלא לאחר שהגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה לאישור הפעלה והבקשה אושרה על ידו.

4. בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה מפורטת המתארת את העבודות שבכוונתו לבצע בשנה העוקבת לגבי החזקה לצורך ההפקה וקיום הוראות שטר החזקה, תחזית עלויות לביצוע הפעולות שבתוכנית העבודה האמורה, ותחזית לקצב ההפקה בשנה העוקבת.

5. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על המועדים שבהם בכוונתו להתחיל בהקמת מתקנים נוספים על מנת לעמוד בהוראות שטר החזקה.

(ט) חברת הפיקוח

תכנון מערכת ההפקה, ייצור מרכיביה, הקמתה והפעלתה ייעשו בפיקוח של חברות פיקוח בעלות הכשרה וניסיון בפיקוח על תכנון, ייצור, הקמה או הפעלה, לפי העניין, של מערכות הפקה ימיות, וזאת בכפוף לאישורו של הממונה על ענייני הנפט.

נכון למועד הדוח, נבחרו חברות פיקוח לליווי פיתוח הפרויקט ולליווי הקידוחים בפרויקט שאושרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט.

(י) תוכנית הפיתוח

1. בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לווייתן¹²⁵.
2. בעל החזקה יכלול בתוכנית הפיתוח לוח זמנים מפורט לביצוע תוכנית הפיתוח לגבי מערכת ההפקה למשק המקומי שלפיו ההפקה המסחרית והזרמת גז למערכת ההולכה תחל 48 חודשים ממועד מתן שטר החזקה. לפרטים אודות הודעת הממונה על ענייני הנפט על כוונתו לדחות את מועד ההפקה כאמור, ראו סעיף 7.23.1(ג)6.ב להלן.
3. בעל החזקה רשאי להגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה מנומקת ומפורטת לדחות או לעדכן את לוח הזמנים שנקבע בתוכנית הפיתוח כאמור. הממונה על ענייני הנפט ידחה או יעדכן את לוח הזמנים, לפי המבוקש או בהיקף אחר, הכל כפי שיראה לנכון בנסיבות העניין, אם שוכנע כי בעל החזקה פעל בשקידה ראויה בכל הדרוש לצורך עמידה בלוח הזמנים, וכי העיכוב בלוח הזמנים, אינו נובע ממעשה או ממחדל של בעל החזקה, או מאירוע שבעל החזקה יכול היה, אילו פעל בשקידה ראויה, למנעו או להגביל או להקטין את תוצאותיו.

(יא) שינוי תנאים בשטרי החזקות

אם תתגלה בשטח החזקה שכבה שממנה ניתן להפיק נפט גולמי בכמויות מסחריות, יוסיף הממונה על ענייני הנפט לשטר החזקה פרקים שיכללו את כל הנחוץ כדי להתאימו לנדרש להפקת נפט גולמי, לעיבודו ולהולכתו; בעל החזקה לא יפיק משטח החזקה נפט אלא לאחר הוספת הפרקים כאמור ובהתאם להוראותיהם.

(יב) ביטול החזקה או הגבלתה

החזקה תבוא לידי סיום עם תום תקופת החזקה, עם פקיעתה לפי סעיף 29 לחוק הנפט, עם ביטולה לפי סעיף 55 לחוק הנפט, לרבות בהתקיים אחד התנאים המפורטים להלן:

1. בעל החזקה חרג באופן מהותי מהוראה מהותית לפי שטר החזקה או מהוראות הממונה על ענייני הנפט מכח שטר החזקה.
2. הערבות (כמפורט בסעיף 7.4.2(יד) להלן) או חלק ממנה חולטה, ובעל החזקה לא השלים את סכום הערבות כנדרש לפי הוראות שטר החזקה.

¹²⁵ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.4 להלן.

תוכנית פירוק (יג)

1. לא יאוחר מהמועד שבו יתרת העתודות (2P) בשדה לווייתן לפי דוח הערכת המשאבים המעודכן האחרון תפחת מ- 125 BCM, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, וכן אומדן של עלויות הפירוק (להלן: "**תוכנית הפירוק**"). לא הגיש בעל החזקה תוכנית פירוק כאמור במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שתוכנית הפירוק שהוגשה אינה ראויה לאישור, ולא הצליחו הצדדים להסכים על תוכנית הפירוק, יקבע הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפירוק בהתאם לתקנים בינלאומיים מקובלים.
2. במועד אישור תוכנית הפירוק על ידי הממונה על ענייני הנפט יקבע הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה תוכנית שלפיה בעל החזקה יתן בטוחה או יפקיד "לקרן נטישה", במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי שיוורה הממונה על ענייני הנפט, במטרה להבטיח שיהיו בידי בעל החזקה האמצעים הדרושים לביצוע תוכנית הפירוק.
3. בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על רצונו לנטוש קידוח לפחות 3 חודשים לפני המועד שבו הוא מבקש לבצע את הפעולה, ולא יבצעה אלא לאחר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט בכתב.

¹²⁶ערביות (יד)

1. לצורך הבטחת מילוי הוראות שטר החזקה וכל אישור שייתן הממונה על ענייני הנפט לפי שטר החזקה (להלן בסעיף 7.4.2 זה: "**כתבי אישור**"), להבטחת תשלומים לפי כל דין מבעל החזקה למדינה וכתנאי להענקת שטר החזקה, בעל החזקה ימציא ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת לטובת מדינת ישראל בסך של 50 מיליון דולר בגין כל אחת מחזקות לווייתן (סה"כ 100 מיליון דולר, חלקה של השותפות הינו 45.34 מיליון דולר) בהתאם ללוחות הזמנים המצוינים בסעיף 2 להלן (להלן בסעיף זה: "**הערבות**").
2. הערבות תינתן בשלושה שלבים, כלדקמן:
 - א. עד יום 10.4.2014 תינתן ערבות בסך של 20 מיליון דולר בגין חזקת לווייתן דרום ובסך של 30 מיליון דולר בגין חזקת לווייתן צפון. נכון למועד פרסום הדוח, המציאו כל אחד מבעלי חזקות לווייתן את חלקם בערבות האמורה.
 - ב. עם מתן אישור ההפעלה למערכת ההפקה תוגדל הערבות לסך של 37.5 מיליון דולר בגין כל אחת מהחזקות.

¹²⁶ ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לווייתן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

ג. עם תחילת ההפקה ליצוא במסגרת הרחבה של תוכנית הפיתוח, ולא יאוחר מיום 31.12.2020, תוגדל הערבות לסך של 50 מיליון דולר בגין כל אחת מהחזקות.

3. הערבות תהיה בתוקף למשך כל תקופת החזקה ותמשיך לעמוד בתוקפה גם לאחר פקיעת החזקה כל עוד לא הודיע הממונה על ענייני הנפט שאין צורך בה ובכפוף להוראות חוק הנפט.

4. הערבות תשמש להבטחת קיום הוראות שטר החזקה וכתבי אישור על ידי בעל החזקה, להבטחת תשלומים המגיעים לפי כל דין מבעל החזקה למדינה בגין פיצוי ושיפוי המדינה וכל רשות מרשויותיה על כל נזק, תשלום, אובדן, הפסד או הוצאה שיגרמו להן, במישרין או בעקיפין, עקב אי מילוי הוראה מהוראות שטר החזקה או כתבי האישור, במועדה ובמלואה, או עקב ביטול תנאי מתנאי החזקה, הגבלתו או התלייתו או עקב כל מעשה או מחדל של בעל החזקה בקשר עם החזקה וקיום תנאי שטר החזקה, וכן להבטחת תשלום עיצומיים כספיים אם יוטלו על בעל החזקה לפי כל דין.

5. הממונה על ענייני הנפט רשאי לחלט את הערבות, כולה או מקצתה, בכל אחד מן המקרים המפורטים להלן:

א. בעל החזקה לא ביצע את תוכנית הפיתוח שאושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט ולפי תנאים שנקבעו באישור, או לא הקים את מתקני מערכת ההפקה, או לא החל בהפקה מסחרית או בהזרמה למערכת ההולכה לספק במועדים שנקבעו לכך לפי שטר החזקה או בכתבי אישור.

ב. ארעה תקלה בטיחותית או סביבתית כתוצאה מפעילות בעל החזקה, ובעל החזקה לא תיקן את התקלה או תוצאותיה לפי הנחיות הממונה על ענייני הנפט וכל דין.

ג. לעניין חזקת לווייתן צפון בלבד - בעל החזקה הפר תנאי שקבע הממונה על ענייני הנפט בקשר לנטישה של קידוח "לווייתן 2", או לא ביצע באופן מיטבי את תוכנית הנטישה בקשר עם הקידוח האמור.

ד. בעל החזקה לא ביצע נטישה בהתאם לתוכנית הפירוק.

ה. הוגשה נגד המדינה תביעה או דרישה לתשלום פיצוי בגין נזק שנגרם בשל הפרת תנאי מתנאי שטר החזקה או כתבי האישור, בשל ביצוע לקוי של הוראות שטר החזקה או כתבי האישור או בשל ביטול שטר החזקה, וכן אם נגרמו למדינה הוצאות עקב תביעה או דרישה כאמור; חילוט הערבות לשם כיסוי סכום התביעה כאמור, ייעשה רק לאחר שפסק הדין באותה תביעה

(לרבות פסק בורר) יהפוך לחלוט, ובהתאם לסכומים שנפסקו כנגד המדינה בפסק הדין כאמור (ובמקרה של פשרה - בכפוף לאישורה על-ידי בעל החזקה, אשר לא יסורב אלא מטעמים סבירים בלבד) ובכפוף לכך שניתנה לבעל החזקה הזדמנות להצטרף כצד להליך.

- ו. נגרמו למדינה הוצאות או נזקים עקב ביטול החזקה.
 - ז. בעל החזקה לא ביצע בדיקות כנדרש לפי שטר החזקה, לא הגיש דיווחים ומסמכים כנדרש לפי שטר החזקה.
 - ח. בעל החזקה לא קיים הוראה מן ההוראות, לעניין ביטוח, הקבועות בשטר החזקה או המוטלות עליו לפי כל דין.
 - ט. בעל החזקה הפר הנחיות שניתנו לו על-ידי נציג צה"ל בכל עניין בטחוני הנוגע למערכת ההפקה.
 - י. בעל החזקה לא מילא אחר הוראות שטר החזקה לעניין הערבות.
 - יא. בעל החזקה הפר באופן מהותי תנאי אחר בשטר החזקה או בכתבי האישור או בהנחיות שנתן לו הממונה לפיהם.
6. מצא הממונה על ענייני הנפט כי קמה לכאורה עילה לחילוט, ישלח הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה הודעה על כך ויאפשר לו להגיב בנוגע לעילה לכאורה ולאפשרות החילוט, בתוך 7 ימים מיום קבלת מכתב ההתראה, אלא אם מצא כי בנסיבות העניין אין להמתין; החליט הממונה על ענייני הנפט, לאחר ששקל את תגובת בעל החזקה, אם ניתנה, כי יש מקום לחילוט, ישלח לבעל החזקה הודעה ובה יפרט את ההפרה, נימוקי החילוט וסכום החילוט; הממונה יהיה רשאי לפנות לבנק ולדרוש את החילוט החל מתום 7 ימים מיום מסירת ההודעה, זולת אם לפני כן שילם בעל החזקה את הסכום שנקבע בהודעה.
7. על אף האמור בסעיף קטן (6) לעיל, אם העילה לכאורה לחילוט היא מעשה או מחדל הניתן לתיקון, רשאי הממונה על ענייני הנפט להודיע לבעל החזקה כי פנייתו לבנק תיעשה אם בתוך תקופה שקבע לא יתקן בעל החזקה את המעשה או המחדל, והתקופה האמורה תחלוף מבלי שבעל החזקה תיקן את המעשה או המחדל לשביעות רצונו של הממונה על ענייני הנפט.
8. חולטה הערבות או חלק ממנה, ימציא בעל החזקה ערבות חדשה, או ישלים את יתרתה עד לסכום הערבות, כפי שאמור להיות באותו מועד, מיד עם קבלת דרישת הממונה על ענייני הנפט.

9. אין בסמכות החילוט או בחילוט כדי לגרוע מזכותה של המדינה לתבוע מבעל החזקה תשלום נזקים שהוא חב בהם לפי שטר החזקה או מזכותה של המדינה או מנהל רשות הגז הטבעי לתבוע כל סעד או תרופה אחרים על פי כל דין או שטר החזקה.

(טו) שטרי החזקות כוללים הוראות נוספות לרבות בנושאים הבאים: הסדרי ביטחון; תחזוקה וטיפול בתקלות; בדיקות, דיווחים ופיקוח; מתן שירותים לבעלי חזקות אחרות; הוראות לעניין שמירה על הסביבה, בטיחות; מגבלות על העברה או שעבוד של שטר החזקה ושל נכסי מערכת ההפקה; אחריות, שיפוי וביטוח.

7.4.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט לווייתן

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות לווייתן כמפורט בסעיף 7.4.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בפרויקט לווייתן (לפרטים אודות פיתוח מאגר לווייתן במתווה הגז, ראו סעיף 7.23.1(ג) להלן).

7.4.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט לווייתן

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט לווייתן מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בפרויקט האמור:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹²⁷	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ¹²⁸
2015 ¹²⁹	- המשך בחינת חלופות פיתוח שונות של שדה לווייתן, והמשך ביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) לפיתוח הכולל של שדה לווייתן. - המשך בחינת מיקום אפשרי לקידוח הערכה נוסף, בהתאם לתנאי החזקות, ובחינת היקף פעולות ההערכה בו. - סיום ביצוע תכנית הניטור באזור קידוח "לווייתן 2", בהתאם להנחיות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה והגשת דוח מסכם¹³⁰. - הכנת סקר סביבתי לשדה לווייתן. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר בהתאם לנתוני הפקה משדות סמוכים. - המשך עבודות מיפוי וניתוח של פרוספקטים נוספים בשטח החזקות, ובפרט למטרות עמוקות.	כ-77,543	כ-35,158
		כ-537	כ-252
		כ-407	כ-191

¹²⁷ הסכומים לשנים 2015-2017 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

¹²⁸ העלויות בטבלה משקפות את החזקות השותפות בחזקות לווייתן לאחר המיזוג, קרי 45.34%.

¹²⁹ העלויות המפורטות בשנת 2015 לא כוללות עדכון תקציב (קיטון) בסך כ-3,837 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-1,805 אלפי דולר).

¹³⁰ נכון למועד פרסום הדוח, לא נמצאו כל עדויות להשפעה סביבתית של קידוח "לווייתן 2", ומאז אטימתו לא זוהתה זרימה ממנו.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שביצעו במועד לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹²⁷	היקף השתתפות במועד של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב ¹²⁸ (באלפי דולר)
2016 ¹²¹	- הגשת תוכנית פיתוח מעודכנת למאגר לווייתן לממונה על ענייני הנפט, כמפורט בסעיף 7.4.5 להלן אשר אושרה על-ידו. - קבלת החלטת שותפי לווייתן בדבר ביצוע קידוח הערכה והפקה "לווייתן-5" בשטח חזקת I/15 לווייתן צפון. - מתן אישור למפעילה להתקשרות בהסכמים בהיקף מצטבר של כ- 120 מליון דולר לקבלת שירותי הנדסה וביניהם ביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) בקשר עם אסדת הטיפול וההפקה כפי שאושרה בתוכנית הפיתוח. - הגשת סקרים סביבתיים לפרויקט לווייתן. - בחודש יולי 2016 אישרו שותפי לווייתן תקציב לשנת 2016 ועד לחודש ינואר 2017 וזאת לצורך ביצוע הפעולות הנדרשות אשר יאפשרו השלמה במועד של תוכנית הפיתוח, כפי שאושרה. - קבלת החלטה בדירקטוריון השותף הכללי לאישור תכנית הפיתוח, תכנית העבודה והתקציב המוצע לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח והסמכת הנהלת השותפות לאשר החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.5.5 להלן. - קידום פעילות רגולטורית לקבלת היתרי בניה לצורך קבלת החלטת השקעה (FID) לתכנית הפיתוח למאגר לווייתן. - המשך ניטור בסביבת קידוח לווייתן-2, בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה. - המשך עבודות מיפוי וניתוח של פרוספקטים נוספים בשטח החזקות, ובפרט למטרות עמקות וכן בדיקות סביבתיות.	כ-5,000	כ-2,267
		כ-83,433	כ-37,828
		כ-319	כ-150

¹³¹ העלויות המפורטות בשנת 2016 לא כוללות עדכון תקציב (קישור) בסך כ-6,318 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-2,972 אלפי דולר).

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹²⁷	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ¹²⁸
2017 ¹³²	- קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווייתן לפיתוח שלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.5 להלן) וחתימת התקשרויות לרכישת ציוד ו/או שירותים בקשר עם תוכנית הפיתוח, כפי שאושרה¹³³. - הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)2.א להלן. - סיום קידוח הערכה והפקה "לווייתן-5" בשטח חזקת לווייתן צפון ואימות קיומו של גז טבעי בשלוש שכבות במאגר לווייתן (חולות A, B ו-C). - קבלת החלטת שותפי לווייתן בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה "לווייתן 7" בשטח חזקת I/14 לווייתן דרום וקדיחת חלקו העליון.¹³⁴ - המשך ניטור בסביבת קידוח לווייתן-2, בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה. נכון למועד פרסום הדוח, נראה שאטימת הקידוח בשנת 2012 אפקטיבית, שאין עדויות לשפיעה ממנו, ושהסביבה משתקמת באופן הדרגתי ורציף. - המשך עבודות מיפוי וניתוח של פרוספקטים נוספים בשטח החזקות, ובפרט למטרות עמוקות וכן בדיקות סביבתיות. - אתחול פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסמים באמצעות חברת Western Geco ופענוחם מחדש. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים ותכנון והכנות לביצוע קידוחים נוספים.	כ-765,931¹³⁵ כ-62,075 כ-94,385 כ-16,551 כ-192 כ-1,228	כ-347,273 כ-28,145 כ-42,794 כ-7,504 כ-90 כ-578

¹³² העלויות המפורטות בשנת 2017 לא כוללות עדכון תקציב (קישור) בסך של כ-2,597 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-1,222 אלפי דולר).

¹³³ התקציב האמור כולל את תקציב ביצוע קידוח הערכה והפקה לווייתן-5 וקידוח פיתוח והפקה לווייתן-7, אשר ישתלבו כחלק ממערך קידוחי ההפקה במאגר לווייתן, וזאת במסגרת תכנית הפיתוח למאגר לווייתן וכן את השלמת קידוחי ההפקה לווייתן-3 ולווייתן-4. יצוין כי קידוחי לווייתן יושלמו ויחוברו למערכת ההפקה במועד אחר, בהתאם לתכנית הפיתוח. לפרטים אודות קידוחי ההפקה המתוכננים כחלק מתוכנית הפיתוח, ראו סעיף 7.4.5 להלן;

¹³⁴ לפרטים ראו סעיף 7.4.5(ג) להלן.
¹³⁵ העלות הנ"ל הינה בחלקה מתוך תקציב פיתוח מאגר לווייתן כפי שאושר בסך של כ-3.75 מיליארד דולר (100%). לפרטים ראו סעיף 7.4.5 להלן.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹²⁷	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ¹²⁸
2018 ואילך ¹³⁶	- סיום קדיחת קידוחי לווייתן 3 ולווייתן 7, והשלמת קידוחי לווייתן 3, 4, 5, ו-7.¹³⁷ סיום פיתוח שלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.5(ב) להלן. - השלמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)2.א להלן. - פעולות קידוח והשלמה נוספות במהלך חיי הפרויקט הדרושות במהלך ההפקה במסגרת שלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן, כמפורט בנתוני התזרים המהוון המובאים להלן.¹³⁸ - פיתוח שלב 1ב' לפיתוח מאגר לווייתן, ושלבים נוספים, ככל שיידרש. - קיום פעולות ניטור, ככל שתדרשנה, באזור קידוח "לווייתן 2", במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. - נכון למועד פרסום הדוח, נבחנת אפשרות ביצועו של קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לווייתן (או בנכס נפט אחר של השותפות). יובהר כי טרם הובאה לאישור השותפים החלטה על ביצוע ותקציב קידוח עמוק כאמור. - סיום פרויקט העיבוד מחדש של סקרים סייסמים ופענוחם, בין היתר, בקשר עם קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לווייתן. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים.	כ-2,796,563 כ-48,925 כ-3,333,000 כ-286	כ-1,267,962 כ-22,183 כ-1,514,182 כ-130

7.4.5 תכנית לפיתוח מאגר לווייתן

(א) ביום 2.6.2016 אושרה תוכנית הפיתוח על-ידי הממונה על ענייני הנפט כפי שהוגשה על-ידי המפעילה. במכתב האישור ציין הממונה על ענייני הנפט כי על-פי חוות דעת של חברה בינלאומית שניתנה למשרדו, כמות הגז הטבעי הכוללת המשוערת אשר תופק ממאגר לווייתן הינה TCF 17.6 וזאת לפי תוכנית ההפקה אשר הוגשה. כן ציין הממונה על ענייני הנפט, כי עם קבלת נתונים נוספים אודות המאגר, בדגש על ביצוע קידוח לווייתן-5, וכן עם קבלת נתונים שיתקבלו במהלך ההפקה מהשדה, כמות ההפקה המשוערת תעודכן, בין היתר, לצורך חישובי אישורי יצוא, ככל שיידרש. במקביל לביצוע פעולות מיפוי והערכה על-ידי המפעילה, הועברו לממונה על ענייני הנפט נתוני קידוח לווייתן-5 על מנת לספק את מלוא המידע הרלוונטי לצורך חישובי אישורי יצוא, כאמור לעיל. יצוין, כי הערכת המשאבים בחוות הדעת האמורה הינה שונה מהערכת המשאבים של שותפי לווייתן כאמור בדוח המשאבים שניתן לשותפות על-ידי NSAI כמפורט בסעיף 7.4.10 לדוח.

¹³⁶ הטבלה להלן אינה כוללת פעולות נטישה של המאגר לרבות הוצאות בגין.

¹³⁷ התקציב האמור כולל בתקציב הכולל של פיתוח שלב 1א' כמתואר לעיל ואינו כולל עלויות ביטוח, הנהלה וכלליות והוצאות עקיפות למפעיל.

¹³⁸ בתרחיש האומדן הטוב ביותר (Probable reserves and best estimate contingent resources).

יחד עם זאת, יודגש כי להערכת השותפות, כמות ההפקה המשווערת, כפי שהציג הממונה על ענייני הנפט, מספקת לשם יישומה של תוכנית הפיתוח, בהיקף הפקה של כ-BCM 21 בשנה כפי שאושרה, במלואה, ומספקת לשם יישומם של מלוא הסכמי הייצוא הרלבנטיים לתוכנית הפיתוח בהיקף זה.

ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לויתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) לפיתוח שלב 1' בתוכנית הפיתוח למאגר לויתן, בקיבולת של כ-BCM 12 לשנה, בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות במאגר לויתן), וזאת במטרה לאפשר תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לויתן עד סוף שנת 2019.

(ב) התוכנית לפיתוח מלא של מאגר לויתן כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: **"תוכנית הפיתוח" או "התוכנית"**), שעיקרה כדלקמן:

1. 8 קידוחי הפקה (מהם שלושה שכבר נקדחו ושבמסגרת תוכנית הפיתוח יושלמו להפקה) יחוברו בצנרת תת ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: **"הפלטפורמה"**), שתוקם בים (בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל) בהתאם להוראות תמ"א 37/ח ושעליה יותקנו כל מערכות הטיפול בגז והקונדנסט. מהפלטפורמה יזרום הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א 37/ח (להלן: **"נקודת החיבור לנתג"ז"**). לפרטים נוספים אודות אישור התמ"א והוראותיה כאמור, ראו סעיף 7.23.5(י) להלן.

2. יכולת ההפקה, הטיפול וההולכה של הבארות, הפלטפורמה, הצנרת המובילה אליה מהשדה והמתקנים הנלווים, לרבות הצנרת מהפלטפורמה לנקודת החיבור לנתג"ז (בסעיף זה להלן ביחד: **"מערכת ההפקה"**) מתוכננת לעמוד על כ-BCM 21 לשנה. הגז שיסופק בנקודת החיבור לנתג"ז ייועד למשק המקומי ולאספקה באמצעות מערכת ההולכה הארצית למדינות שכנות. בנוסף, תכלול הפלטפורמה נקודת יציאה נוספת המיועדת לחיבור לצנרת ימית בקיבולת של עד כ-BCM 12 בשנה, אשר תיועד בעיקרה לייצוא למדינות באזור.

3. תוכנית הפיתוח תיושם בשני שלבים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

1. שלב 1' - הכולל ארבעה קידוחי הפקה והתקנת הפלטפורמה עם מתקני טיפול בקיבולת של כ-BCM 12 לשנה, בתקציב של כ-3.75 מיליארד דולר (ל-100% מהזכויות בפרויקט לויתן).

2. שלב 1'ב' - הכולל ארבעה קידוחים נוספים, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הטיפול הכוללת של הפלטפורמה בכ- BCM 9 נוספים לשנה לצורך אספקת גז טבעי לשווקי יעד

נוספים, בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן).

4. יצוין, כי על מנת לאפשר הפקה בהיקף כפי שיידרש מעת לעת, ולהפיק את המשאבים במאגר לווייתן במהלך חיי הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים.

כמו כן, ככל שהיקף הביקושים לגז יעלה מעבר לקיבולת של מערכת ההפקה, כפי שהוגדרה בתכנית הפיתוח, יפעלו שותפי לווייתן לעדכון תוכנית הפיתוח באופן שיאפשר הוספת מתקני טיפול נוספים שאינם נכללים כיום בתוכנית הפיתוח (מעבר ל- 21 BCM בשנה). כך לדוגמא, בכוונת שותפי לווייתן לקדם בעתיד שלב נוסף בתוכנית הפיתוח בהתאם לביקושים הנוכחיים והצפויים בשווקי יעד נוספים, ובכללם השוק הטורקי והשוק המצרי, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)2 ד להלן.

(ג) בחודש יולי 2017, לאחר שחלקו העליון של קידוח לווייתן 7 נקדח ברצף יחד עם קידוח לווייתן 5, סיימה מפעילת הקידוח את ההתקשרות עם אסדת הקידוח Atwood Advantage לאור האפשרות להתקשרות עם אסדת קידוח חלופית בעלויות נמוכות משמעותית. במהלך חודש אוגוסט 2017 התקשרה המפעילה עם אסדת Ensco DS-7 (להלן בסעיף זה: "**אסדת הקידוח**") אשר תקדח הן את חלקו התחתון של קידוח לווייתן-7 והן את חלקו התחתון של קידוח לווייתן-3 עד לעומקם הסופי החל מהרבעון הראשון של שנת 2018 ולאחר מכן תבצע השלמה (completion) של קידוחי ההפקה בפרויקט לווייתן. יצוין, כי אסדת הקידוח תהא כשירה, בין היתר, לקדוח למטרות העמוקות, אם וככל שקידוח למטרות העמוקות בחזקות לווייתן יאושר על ידי שותפי לווייתן.

(ד) ביום 18.2.2018 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה "לווייתן-3" בשטח חזקת לווייתן צפון. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 19.2.2018 (מס' אסמכתא 013458-01-2018), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ה) נכון למועד פרסום הדוח, הושלמו כ-40% מפיתוח שלב א' בתכנית הפיתוח לפרויקט לווייתן, במטרה לאפשר תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן עד סוף שנת 2019.

(ו) העלות הכוללת שהושקעה בפיתוח שלב א' בתכנית הפיתוח לפרויקט לווייתן, כמתואר לעיל, נכון ליום 31.12.2017, עומדת על סך של כ-1 מיליארד דולר (100%).

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס ליכולת ההפקה הצפויה ממאגר לווייתן, להיקף התקציב ולוחות הזמנים לפיתוח מאגר לווייתן, כאמור לעיל, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968. המידע האמור מבוסס על הערכות השותפות והמפעילה במאגר לווייתן,

בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם, תכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, קבלת אישורים רגולטוריים, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות וכן על ניסיון העבר. ההערכות בדוח זה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית במידה ויחולו שינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל, וכן במידה שישתנו ההערכות שנתקבלו, ישתנו תנאי השוק ו/או ממכלול של שינויים גיאופוליטיים ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים במאגר לווינת ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בחיפושים, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח מאגר לווינת עד להשלמתו.

7.4.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לווינת

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	45.34%	45.34%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.4.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	37.63%	36.04%	83.00%	79.50%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.7 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט	45.79%-47.15%	45.79%-47.15%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.8 להלן.

7.4.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקות לווינת

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.12 (ג) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.5%	87.5%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	45.34%	45.34%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	39.67%	39.67%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :			

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(2.04%)	(3.63%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 6.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ¹³⁹ תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3% מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ¹⁴⁰ אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.12 להלן.
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	37.63%	36.04%	

7.4.8 שיעור השתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש.

פיתוח והפקה בחזקות לווייתן

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	1%	שיעור של 1% בגין הוצאותיו העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח והפקה, בכפוף להחלטות מסוימות, כגון פעילות שיווק.
		שיעור של 1%-4% בגין הוצאות חיפוש, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המוחזרות לו.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	45.34%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	45.79% - 47.15%	

¹³⁹ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה וקבוצת דלק.
¹⁴⁰ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם כהן פיתוח ואחרים שאינם צדדים קשורים.

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט	45.79% 47.15%-	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב מהוצאות החיפושים (לפרטים ראו סעיף 7(ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

7.4.9 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים בנכס הנפט (באלפי דולר)¹⁴¹

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015	כ-33,797	כ-676	כ-49
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2016	כ-37,256	כ-460	כ-102
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2017	כ-425,163	כ-4,007	כ-20

7.4.10 עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בחזקות לוותן

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, חלק מהמשאבים במאגר לוותן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, דוח NSAI כולל שני חלקים, כדלקמן:

- דוח עתודות מאושרות לפיתוח (Approved For Development). ביחס לעתודות אלו מוצגים בסעיף 7.4.10(א)3 להלן נתוני תזרים מהוון.
- דוח משאבים מותנים בו חולקו המשאבים המותנים לשתי קטגוריות, המתאייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים מותנים המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים (ראו סעיף 7.5.5 (ד)) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. ביחס למשאבים מותנים בשלב זה מוצגים בסעיף 7.4.10(ב)4 להלן, נתוני תזרים מהוון.

¹⁴¹ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בחזקות לוותן לאחר המיזוג, קרי 45.34%.

לסיכום נתוני תזרים מהוון מעתודות וממשאבים מותנים בשלב 1א',
ראו סעיף 7.4.10(ב)5 להלן.

2. פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המותנים בקבלת החלטות השקעה נוספות, בהתאם לשלב 1ב' בתוכנית הפיתוח ולשלב נוסף (ככל שתעודכן תוכנית הפיתוח) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי.

(א) עתודות במאגר לווייתן¹⁴²

1. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 28.2.2018 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבמאגר לווייתן המסווגות כעתודות מאושרות לפיתוח (Approved For Development), הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹⁴³ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות
קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
6.1	3,391.3	16.9	9,409.9	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
2.1	1,168.1	5.8	3,241.1	עתודות צפויות (Probable Reserves)
8.2	4,559.4	22.7	12,650.9	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.8	414.1	2.1	1,148.9	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
9.0	4,973.5	24.8	13,799.8	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות שאינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). יש סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

¹⁴² לפרטים אודות אומדן משאבים במאגר לווייתן שבוצע על-ידי משרד האנרגיה, באמצעות יועצים חיצוניים, ראו סעיף 7.23.5(א) להלן.

¹⁴³ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,290 BCF ושל כ-2.3 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' (להלן: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 7.4.7 לעיל.

2. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתויגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר ושתחזיוניה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל; (ה) העתודות מצויות באתר שטרם פותח ועל כן ההערכות מבוססות על אומדן נפח מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים בעלי מאפיינים גיאולוגיים והנדסיים דומים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר לויתן, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה ממאגר לויתן.

3. נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז לפי נוסחאות המחיר בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגר לויתן ולפי נוסחאות המחיר בהתאם להוראות מתווה הגז, הכוללות הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, כפי שייתכן וישתנה במהלך השנים, לשער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי או למחיר חבית נפט מסוג ברנט, ולפי פילוח שוק בהתאם לתחזיות ביקוש שנתקבלו מחברות ייעוץ בלתי תלויות. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-

NSAI על-ידי השותפות; (ב) תחזית הביקושים בשוק המקומי בישראל, בה נעשה שימוש לטובת הערכת היקף מכירות הגז הטבעי העתידי החזוי לשוק המקומי בישראל, בוצעה על-ידי יועץ חיצוני, BDO Consulting Group; (ג) מחיר הקונדנסט בתזרים המהוון נגזר ממחיר הברנט; (ד) לצורך חישוב מחיר הברנט נעשה שימוש במוצע תחזיות מחירי נפט של צדדים שלישיים המספקים תחזיות מחיר ארוכת טווח, ובהם ה- World Bank ואחרים, למחיר ה- NYMEX ICE Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה והמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור¹⁴⁴; (ה) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות עקיפות למפעילה ועלויות ביטוח. הוצאות ההפעלה שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מעתודות הינן ההוצאות שאושרו על-ידי השותפות במסגרת החלטת ההשקעה (FID) כמפורט בסעיף 7.4.5 לעיל, בתוספת הוצאות ביטוח, עלויות מנהליות ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון ממשאבים מותנים הינן בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל גם אומדן הוצאות הוניות עתידיות אשר יתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה נוסף, והינן מעבר להוצאות כפי שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח למאגר לווייתן, וזאת בתוספת הוצאות ביטוח, עלויות מנהליות ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ז) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה ככל שהפרויקט יסתיים בשנת 2064, ובשנה זו יבוצע איטום הבארות וסגירת הפרויקט, אולם אין הדבר בהכרח כאמור. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ח) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין.

¹⁴⁴ לצורך חישוב תחזית המחירים הונחו הנתונים הבאים: (1) מחיר חבית ברנט (Brent) של 67.2 דולר לחבית בשנת 2020, העולה לכ-84.9 דולר לחבית בשנת 2025, ועליה ב-2% לשנה בשנים שלאחר תום התחזיות; (3) תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת, בין היתר, על שער חליפין ממוצע לתקופת התזרים המהוון של כ-4.0 ש"ח לדולר.

תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית המחזיק ביחידות ההשתתפות של השותפות שהינו חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. יצוין כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי; (ט) קצב ההפקה בפועל עשוי לחרוג מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (י) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה ממאגר לויתן בשלב 1א', הערכות לגבי היקף הביקושים בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט תוך התייחסות לצפי אספקת גז טבעי ממאגרים נוספים (ובהם המאגרים תמר, כריש ותנין¹⁴⁵), והיקף הביקושים בשווקים האזוריים, על-פי הערכות השותפות המתבססות על תחזיות ביקוש של חברות ייעוץ בלתי תלויות. **יצוין כי שלב 1א' אינו כולל מכירות עתידיות במסגרת שלבי פיתוח נוספים של פרויקט לויתן למכירת גז טבעי ממשאבים מותנים שסווגו לעיל בקטגוריית פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות למתקן ההנזלה של Shell במצרים, כמפורט בסעיף 7.11.5(ב)3 לדוח, מכירות עתידיות לשוק הטורקי ומכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG, אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים; (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הכנסות מייצוא גז לשוק הירדני ולשוק המקומי המצרי החל מתחילת ההפקה ממאגר לויתן, בין היתר, בהתבסס על הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 7.11.5(ב)1 להלן והסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לדולפינוס, כמפורט בסעיף 7.11.5(ב)2; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה, בשיעור של 11.5%. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות. לתיאור המחלוקת עם המדינה בנוגע לשיעור התמלוגים בפרויקט ים תטיס ובפרויקט תמר ראו סעיף 7.26.2 להלן; (יג) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון גם היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה**

¹⁴⁵ בהתאם להערכת שווי בנושא הרווח ממכירת זכויות השותפות בחזקות תנין וכריש שקיבלה השותפות בחודש מרץ 2018, הנחת העבודה היא כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל והפקה מסחרית ממאגר כריש תחל בשנת 2022 וממאגר תנין – בשנת 2032, כאשר היקף המכירות הממוצע ממאגרים אלו יעמוד על כ- 3.5 BCM בשנה.

ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, יתכן שיאומץ חישוב שונה על-ידי רשויות המס ו/או על-ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון למועד פרסום הדוח, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות הקבועות בחוק ועל בסיס ההנחות הבאות: חזקות לויתן דרום ולויתן צפון יילקחו בחשבון כמיזם אחד לצרכי חישוב ההיטל, מועד קבלת החזקה הוא 27.3.2014, המיזם יבחר לדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז בכניסה למערכת ההולכה של נתג'יז.

יצוין, כי התזרים המהוון השתנה ביחס לתזרים המהוון שפורסם בדוח המידי מיום 26.9.2017 מהסיבות העיקריות הבאות:

א. עודכנו הן השקעות שבוצעו עד למועד פרסום דוח זה והן פריסת עלות הפיתוח הצפויה של שלב 1א' בתוכנית הפיתוח (לרבות עדכון מועד ביצוע קידוחים עתידיים ביחס לנתוני התזרים המהוון ממשאבים מותנים), בהתאם לאומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה. יובהר, כי לא חל כל שינוי בתקציב פיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח כפי שאושר.

ב. לאור עדכון תעריף ייצור חשמל, תחזיות תעריף ייצור החשמל, שער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי ומחיר חבית מסוג ברנט, עודכנו תחזיות מחירי המכירה הרלבנטיים הצמודים להם.

ג. כמויות המכירה של גז טבעי מפרויקט לויתן עודכנו, בין היתר, בשל חתימת הסכם הייצוא לדולפינוס, כמפורט בסעיף 7.11.5(ב) וחתימת הסכם כי"ל, כמפורט בסעיף 7.11.4(ב). חתימת ההסכמים בשילוב עם התפתחויות בשווקים המקומיים והאזוריים, הובילו לגידול בכמויות המכירה השנתיות החזויות ממאגר לויתן בחלק מן התרחישים. יצוין כי, מאחר וההסכמים הללו נחתמו לאחר יום 31.12.2017, נתוני התזרים המהוון המובאים בדוח זה הינם ליום 28.2.2018.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 28.2.2018 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבמאגר לויתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(709,042)	(721,728)	(735,220)	(749,610)	(765,005)	-	-	(765,005)	-	765,005	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(380,732)	(402,962)	(427,567)	(454,928)	(485,506)	-	-	(485,506)	-	485,506	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
214,620	237,027	262,932	293,079	328,418	-	-	328,418	-	23,083	58,164	-	75,950	485,616	4.98	316	31.12.2020
187,408	215,972	250,466	292,478	344,132	18,332	-	362,464	-	-	58,278	-	78,004	498,746	4.96	315	31.12.2021
190,231	228,758	277,353	339,297	419,180	65,650	-	484,830	-	-	60,098	-	101,027	645,955	6.47	411	31.12.2022
162,090	203,392	257,808	330,405	428,604	68,465	-	497,069	-	-	55,029	-	102,357	654,456	6.47	411	31.12.2023
136,823	179,152	237,404	318,745	434,152	70,122	-	504,274	-	-	55,113	-	103,708	663,095	6.49	412	31.12.2024
114,990	157,110	217,658	306,149	437,846	71,226	-	509,072	-	-	55,159	-	104,606	668,837	6.47	411	31.12.2025
93,260	132,961	192,576	283,768	426,128	67,725	-	493,853	-	-	55,228	-	127,442	676,524	6.47	411	31.12.2026
77,643	115,508	174,902	269,997	425,722	67,604	-	493,326	-	-	55,330	-	139,228	687,884	6.47	411	31.12.2027
66,167	102,716	162,602	262,962	435,360	70,483	-	505,844	-	-	55,479	-	142,442	703,765	6.49	412	31.12.2028
43,985	71,249	117,916	199,776	347,287	44,175	104,026	495,488	-	-	73,881	-	144,484	713,853	6.47	411	31.12.2029
30,636	51,783	89,595	159,023	290,266	86,013	148,233	524,512	-	-	55,688	-	147,232	727,433	6.48	411	31.12.2030
24,163	42,618	77,089	143,341	274,723	82,060	176,422	533,205	-	-	55,785	-	149,463	738,453	6.47	411	31.12.2031
19,301	35,524	67,178	130,860	263,342	78,661	205,439	547,442	-	-	55,954	-	153,118	756,514	6.49	412	31.12.2032

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
15,270	29,327	57,980	118,321	250,014	74,680	231,995	556,689	-	-	56,053	-	155,490	768,232	6.47	411	31.12.2033
11,819	23,684	48,953	104,656	232,198	69,358	251,023	552,579	-	-	74,533	-	159,137	786,248	6.47	411	31.12.2034
10,136	21,196	45,801	102,581	238,973	71,381	273,018	583,373	-	-	56,358	-	162,339	802,069	6.47	411	31.12.2035
8,617	18,802	42,475	99,661	243,778	72,817	278,509	595,104	-	-	56,498	-	165,351	816,953	6.49	412	31.12.2036
7,273	16,560	39,110	96,137	246,917	73,754	282,095	602,766	-	-	56,579	-	167,316	826,662	6.47	411	31.12.2037
6,182	14,689	36,268	93,395	251,867	75,233	287,750	614,851	-	-	56,717	-	170,418	841,986	6.47	411	31.12.2038
5,096	12,633	32,611	87,977	249,119	74,412	284,610	608,141	-	-	75,167	-	173,397	856,705	6.47	411	31.12.2039
4,457	11,531	31,119	87,950	261,497	78,109	298,751	638,357	-	-	56,991	-	176,452	871,801	6.49	412	31.12.2040
3,774	10,187	28,742	85,099	265,669	79,356	303,518	648,544	-	-	57,102	-	179,065	884,711	6.47	411	31.12.2041
3,195	9,000	26,546	82,340	269,910	80,623	308,364	658,897	-	-	57,220	-	181,723	897,839	6.47	411	31.12.2042
2,705	7,952	24,520	79,678	274,241	81,916	313,311	669,469	-	-	57,341	-	184,436	911,245	6.47	411	31.12.2043
2,235	6,856	22,102	75,242	271,922	81,223	310,661	663,806	-	-	75,808	-	187,686	927,300	6.49	412	31.12.2044
1,940	6,208	20,923	74,619	283,153	84,578	323,493	691,224	-	-	57,589	-	190,020	938,832	6.47	411	31.12.2045
1,643	5,486	19,330	72,221	287,756	85,953	328,752	702,461	-	-	57,717	-	192,904	953,081	6.47	411	31.12.2046
1,390	4,844	17,844	69,841	292,190	87,278	333,818	713,286	-	-	57,841	-	195,682	966,809	6.47	411	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
1,180	4,290	16,522	67,750	297,611	88,897	340,010	726,518	-	-	57,998	-	199,080	983,595	6.49	412	31.12.2048
971	3,685	14,837	63,735	293,972	87,810	335,853	717,635	-	-	76,417	-	201,500	995,552	6.47	411	31.12.2049
843	3,338	14,052	63,238	306,266	91,482	349,899	747,647	-	-	58,233	-	204,501	1,010,381	6.47	411	31.12.2050
687	2,840	12,499	58,926	299,653	89,507	342,343	731,502	-	-	57,970	-	200,338	989,810	6.24	396	31.12.2051
537	2,315	10,648	52,593	280,822	83,882	320,829	685,533	-	-	57,296	-	188,501	931,330	5.79	367	31.12.2052
421	1,894	9,111	47,142	264,301	78,947	301,955	645,202	-	-	56,710	-	178,118	880,031	5.41	343	31.12.2053
337	1,584	7,966	43,179	254,188	75,926	290,401	620,516	-	-	74,923	-	176,475	871,914	5.31	337	31.12.2054
289	1,415	7,439	42,247	261,135	78,002	298,339	637,476	-	-	56,573	-	176,123	870,171	5.26	334	31.12.2055
241	1,231	6,768	40,262	261,306	78,052	298,533	637,892	-	-	56,565	-	176,226	870,682	5.22	331	31.12.2056
200	1,065	6,119	38,140	259,913	77,636	296,942	634,491	-	-	56,504	-	175,348	866,342	5.15	327	31.12.2057
166	923	5,545	36,204	259,054	77,380	295,961	632,395	-	-	56,461	-	174,805	863,660	5.10	323	31.12.2058
134	777	4,877	33,358	250,628	74,863	286,334	611,826	-	-	74,734	-	174,222	860,782	5.04	320	31.12.2059
115	695	4,562	32,690	257,885	77,031	294,625	629,541	-	-	56,396	-	174,064	860,001	5.00	317	31.12.2060
95	600	4,116	30,902	255,971	76,459	292,438	624,868	-	-	56,319	-	172,859	854,046	4.93	313	31.12.2061
79	519	3,722	29,276	254,622	76,056	290,898	621,576	-	-	56,262	-	172,009	849,847	4.87	309	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
65	448	3,358	27,666	252,654	75,468	288,649	616,772	-	-	56,185	-	170,770	843,726	4.80	304	31.12.2063
(7)	(51)	(399)	(3,445)	(33,035)	-	-	(33,035)	60,592	-	48,054	-	19,187	94,798	0.56	35	31.12.2064
363,627	875,605	1,848,754	4,158,924	11,800,799	3,248,585	9,967,798	25,017,182	60,592	1,273,594	2,672,301	-	7,144,604	36,168,275	266.5	16,900	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
156,343	172,666	191,536	213,497	239,240	46,561	-	285,801	-	-	4,352	-	53,793	343,946	3.83	243	31.12.2020
138,540	159,657	185,156	216,214	254,398	100,890	-	355,288	-	-	5,287	-	66,849	427,424	4.39	279	31.12.2021
99,048	119,108	144,410	176,663	218,256	65,193	-	283,450	-	-	4,109	-	53,312	340,871	3.18	202	31.12.2022
110,626	138,815	175,953	225,500	292,521	87,376	-	379,897	-	-	5,796	-	92,806	478,500	4.55	288	31.12.2023
85,580	112,056	148,491	199,368	271,553	81,113	-	352,666	-	-	5,897	-	129,232	487,796	4.60	292	31.12.2024
41,376	56,532	78,319	110,160	157,548	47,060	160,819	365,427	-	-	6,081	-	132,848	504,356	4.70	298	31.12.2025
15,732	22,430	32,486	47,869	71,884	21,472	297,046	390,403	-	-	6,124	-	112,517	509,043	4.70	298	31.12.2026
3,844	5,719	8,660	13,368	21,078	6,296	379,099	406,472	-	-	6,199	-	104,720	517,391	4.70	298	31.12.2027
(2,746)	(4,263)	(6,748)	(10,913)	(18,067)	(5,397)	423,479	400,016	-	-	6,064	-	103,047	509,127	4.52	287	31.12.2028
6,547	10,606	17,552	29,737	51,695	15,441	299,403	366,539	-	-	5,512	-	94,412	466,463	4.01	254	31.12.2029
6,155	10,404	18,001	31,949	58,317	17,419	249,405	325,142	-	-	4,844	-	83,738	413,724	3.42	217	31.12.2030
3,746	6,608	11,953	22,225	42,595	12,723	186,103	241,422	-	-	3,538	-	62,161	307,121	2.36	150	31.12.2031
3,058	5,629	10,644	20,735	41,726	12,464	143,090	197,280	-	-	2,869	-	50,790	250,939	1.86	118	31.12.2032

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3,531	6,782	13,407	27,360	57,813	17,269	119,688	194,770	-	-	2,818	-	50,140	247,728	1.80	114	31.12.2033
3,913	7,842	16,208	34,652	76,880	22,964	102,088	201,932	-	-	2,900	-	51,978	256,810	1.80	114	31.12.2034
3,551	7,426	16,046	35,938	83,720	25,007	95,648	204,375	-	-	2,928	-	52,605	259,908	1.80	114	31.12.2035
3,006	6,559	14,817	34,767	85,043	25,402	97,158	207,603	-	-	2,966	-	53,434	264,004	1.80	114	31.12.2036
2,550	5,807	13,715	33,713	86,589	25,864	98,925	211,378	-	-	3,008	-	54,403	268,788	1.80	114	31.12.2037
1,695	4,028	9,945	25,609	69,062	20,629	78,901	168,592	-	-	2,519	-	43,422	214,533	1.80	114	31.12.2038
1,441	3,571	9,219	24,871	70,426	21,036	80,459	171,922	-	-	2,557	-	44,276	218,755	1.80	114	31.12.2039
1,226	3,173	8,562	24,199	71,950	21,492	82,200	175,642	-	-	2,601	-	45,231	223,474	1.80	114	31.12.2040
1,038	2,802	7,905	23,404	73,064	21,824	83,473	178,362	-	-	2,631	-	45,929	226,921	1.80	114	31.12.2041
881	2,482	7,320	22,706	74,430	22,232	85,033	181,695	-	-	2,669	-	46,784	231,148	1.80	114	31.12.2042
748	2,199	6,780	22,030	75,826	22,649	86,628	185,103	-	-	2,708	-	47,659	235,470	1.80	114	31.12.2043
637	1,953	6,296	21,434	77,462	23,138	88,497	189,097	-	-	2,755	-	48,685	240,536	1.80	114	31.12.2044
539	1,725	5,815	20,738	78,693	23,506	89,904	192,103	-	-	2,788	-	49,456	244,347	1.80	114	31.12.2045
458	1,528	5,384	20,117	80,154	23,942	91,573	195,670	-	-	2,828	-	50,371	248,869	1.79	114	31.12.2046
373	1,300	4,788	18,742	78,410	23,421	89,581	191,412	-	-	2,757	-	49,273	243,442	1.73	110	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
296	1,076	4,144	16,991	74,637	22,294	85,271	182,202	-	-	2,615	-	46,899	231,717	1.62	102	31.12.2048
229	870	3,501	15,041	69,377	20,723	79,261	169,361	-	-	2,422	-	43,592	215,374	1.48	94	31.12.2049
171	679	2,858	12,863	62,295	18,607	71,169	152,071	-	-	2,167	-	39,140	193,378	1.30	83	31.12.2050
148	613	2,697	12,716	64,664	19,315	73,876	157,855	-	-	2,242	-	40,626	200,724	1.33	84	31.12.2051
155	668	3,073	15,178	81,041	24,207	92,586	197,834	-	-	2,800	-	50,913	251,547	1.64	104	31.12.2052
145	654	3,147	16,283	91,290	27,269	104,296	222,855	-	-	3,144	-	57,350	283,348	1.81	115	31.12.2053
96	450	2,261	12,255	72,142	21,549	82,419	176,110	-	-	2,476	-	45,318	223,904	1.41	89	31.12.2054
43	212	1,115	6,333	39,147	11,693	44,724	95,564	-	-	1,339	-	24,590	121,494	0.75	48	31.12.2055
19	98	541	3,218	20,882	6,238	23,857	50,977	-	-	712	-	13,117	64,806	0.39	25	31.12.2056
11	56	322	2,009	13,690	4,089	15,640	33,419	-	-	465	-	8,599	42,483	0.25	16	31.12.2057
10	55	332	2,170	15,528	4,638	17,741	37,907	-	-	526	-	9,753	48,187	0.28	18	31.12.2058
9	53	335	2,292	17,217	5,143	19,669	42,029	-	-	582	-	10,813	53,423	0.31	20	31.12.2059
8	51	334	2,394	18,883	5,640	21,573	46,096	-	-	636	-	11,859	58,591	0.33	21	31.12.2060
8	48	328	2,461	20,381	6,088	23,285	49,755	-	-	684	-	12,799	63,239	0.35	22	31.12.2061
7	45	322	2,535	22,052	6,587	25,194	53,833	-	-	738	-	13,848	68,420	0.37	24	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
6	43	322	2,651	24,207	7,231	27,655	59,093	-	-	808	-	15,201	75,101	0.40	26	31.12.2063
1	10	82	707	6,777	-	-	6,777	-	-	94	-	1,744	8,615	0.05	3	31.12.2064
694,802	880,823	1,188,335	1,814,748	3,556,477	1,060,300	4,316,421	8,933,198	-	-	132,555	-	2,320,033	11,385,786	91.8	5,821	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(709,042)	(721,728)	(735,220)	(749,610)	(765,005)	-	-	(765,005)	-	765,005	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(380,732)	(402,962)	(427,567)	(454,928)	(485,506)	-	-	(485,506)	-	485,506	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
370,963	409,693	454,469	506,577	567,658	46,561	-	614,219	-	23,083	62,516	-	129,743	829,562	8.81	559	31.12.2020
325,948	375,629	435,622	508,692	598,530	119,222	-	717,752	-	-	63,565	-	144,853	926,170	9.36	593	31.12.2021
289,280	347,866	421,763	515,960	637,436	130,843	-	768,279	-	-	64,207	-	154,340	986,826	9.65	612	31.12.2022
272,716	342,207	433,760	555,906	721,125	155,841	-	876,967	-	-	60,826	-	195,163	1,132,956	11.02	699	31.12.2023
222,404	291,208	385,895	518,113	705,705	151,235	-	856,940	-	-	61,010	-	232,940	1,150,891	11.09	703	31.12.2024
156,366	213,642	295,977	416,310	595,394	118,285	160,819	874,499	-	-	61,240	-	237,454	1,173,193	11.18	709	31.12.2025
108,992	155,391	225,062	331,637	498,013	89,197	297,046	884,256	-	-	61,352	-	239,959	1,185,566	11.18	709	31.12.2026
81,487	121,227	183,561	283,365	446,800	73,900	379,099	899,798	-	-	61,529	-	243,948	1,205,275	11.18	709	31.12.2027
63,421	98,453	155,854	252,049	417,294	65,087	423,479	905,859	-	-	61,543	-	245,489	1,212,892	11.01	698	31.12.2028
50,532	81,855	135,468	229,513	398,981	59,617	403,428	862,026	-	-	79,393	-	238,896	1,180,316	10.48	665	31.12.2029
36,791	62,187	107,596	190,973	348,583	103,433	397,638	849,654	-	-	60,532	-	230,970	1,141,156	9.90	628	31.12.2030
27,909	49,226	89,041	165,566	317,318	94,783	362,525	774,627	-	-	59,323	-	211,624	1,045,574	8.83	560	31.12.2031
22,360	41,152	77,822	151,594	305,068	91,124	348,530	744,722	-	-	58,823	-	203,908	1,007,453	8.35	530	31.12.2032

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
18,802	36,108	71,387	145,682	307,827	91,948	351,683	751,459	-	-	58,871	-	205,630	1,015,960	8.27	524	31.12.2033
15,732	31,526	65,161	139,308	309,078	92,322	353,111	754,511	-	-	77,433	-	211,115	1,043,059	8.27	524	31.12.2034
13,687	28,622	61,847	138,519	322,693	96,389	368,666	787,748	-	-	59,286	-	214,944	1,061,977	8.27	524	31.12.2035
11,623	25,361	57,292	134,428	328,821	98,219	375,667	802,708	-	-	59,464	-	218,786	1,080,957	8.29	526	31.12.2036
9,824	22,367	52,826	129,851	333,506	99,619	381,020	814,144	-	-	59,587	-	221,719	1,095,451	8.27	524	31.12.2037
7,878	18,716	46,212	119,004	320,930	95,862	366,651	783,443	-	-	59,237	-	213,839	1,056,519	8.27	524	31.12.2038
6,536	16,205	41,830	112,848	319,545	95,449	365,070	780,063	-	-	77,724	-	217,673	1,075,461	8.27	524	31.12.2039
5,684	14,704	39,682	112,150	333,446	99,601	380,951	813,998	-	-	59,593	-	221,684	1,095,275	8.29	526	31.12.2040
4,812	12,989	36,646	108,503	338,734	101,180	386,992	826,905	-	-	59,733	-	224,994	1,111,632	8.27	524	31.12.2041
4,076	11,482	33,866	105,046	344,340	102,855	393,397	840,592	-	-	59,889	-	228,507	1,128,988	8.27	524	31.12.2042
3,453	10,150	31,299	101,708	350,067	104,565	399,939	854,572	-	-	60,048	-	232,095	1,146,715	8.27	524	31.12.2043
2,872	8,809	28,398	96,676	349,383	104,361	399,159	852,903	-	-	78,563	-	236,370	1,167,836	8.29	526	31.12.2044
2,479	7,933	26,738	95,356	361,846	108,084	413,397	883,327	-	-	60,376	-	239,475	1,183,179	8.27	524	31.12.2045
2,100	7,014	24,714	92,338	367,910	109,895	420,325	898,131	-	-	60,545	-	243,275	1,201,951	8.27	524	31.12.2046
1,763	6,144	22,632	88,584	370,601	110,699	423,399	904,698	-	-	60,598	-	244,955	1,210,251	8.20	520	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,476	5,366	20,666	84,740	372,248	111,191	425,281	908,720	-	-	60,612	-	245,979	1,215,312	8.11	514	31.12.2048
1,200	4,555	18,338	78,776	363,349	108,533	415,114	886,996	-	-	78,839	-	245,091	1,210,926	7.95	504	31.12.2049
1,015	4,017	16,910	76,101	368,561	110,090	421,068	899,719	-	-	60,400	-	243,641	1,203,759	7.78	493	31.12.2050
836	3,453	15,196	71,642	364,317	108,822	416,219	889,358	-	-	60,212	-	240,964	1,190,534	7.57	480	31.12.2051
692	2,983	13,721	67,771	361,862	108,089	413,416	883,367	-	-	60,096	-	239,414	1,182,878	7.42	471	31.12.2052
567	2,549	12,258	63,425	355,591	106,215	406,251	868,057	-	-	59,854	-	235,468	1,163,379	7.22	458	31.12.2053
433	2,034	10,226	55,434	326,330	97,475	372,821	796,625	-	-	77,399	-	221,794	1,095,819	6.72	426	31.12.2054
332	1,627	8,555	48,581	300,282	89,695	343,063	733,040	-	-	57,912	-	200,713	991,664	6.01	381	31.12.2055
260	1,330	7,308	43,479	282,188	84,290	322,391	688,869	-	-	57,277	-	189,343	935,488	5.61	356	31.12.2056
210	1,121	6,442	40,149	273,603	81,725	312,582	667,910	-	-	56,969	-	183,946	908,825	5.41	343	31.12.2057
176	978	5,877	38,374	274,582	82,018	313,701	670,302	-	-	56,987	-	184,558	911,847	5.38	341	31.12.2058
143	830	5,212	35,650	267,845	80,006	306,004	653,854	-	-	75,316	-	185,035	914,205	5.35	339	31.12.2059
123	746	4,896	35,083	276,768	82,671	316,198	675,637	-	-	57,032	-	185,923	918,592	5.33	338	31.12.2060
102	647	4,444	33,363	276,352	82,547	315,723	674,623	-	-	57,004	-	185,658	917,284	5.28	335	31.12.2061
85	564	4,045	31,811	276,675	82,643	316,092	675,409	-	-	57,000	-	185,857	918,267	5.24	332	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
71	490	3,680	30,317	276,861	82,699	316,304	675,864	-	-	56,993	-	185,971	918,828	5.20	330	31.12.2063
(6)	(40)	(317)	(2,738)	(26,258)	-	-	(26,258)	60,592	-	48,148	-	20,931	103,413	0.61	39	31.12.2064
1,058,429	1,756,427	3,037,089	5,973,673	15,357,276	4,308,885	14,284,219	33,950,380	60,592	1,273,594	2,804,856	-	9,464,637	47,554,060	358.2	22,721	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
23,705	26,180	29,042	32,371	36,275	10,835	-	47,110	-	-	726	-	8,869	56,704	0.66	42	31.12.2020
26,443	30,473	35,340	41,268	48,556	14,504	-	63,060	-	-	964	-	11,870	75,893	0.86	54	31.12.2021
26,799	32,227	39,073	47,799	59,053	17,639	-	76,692	-	-	1,167	-	14,435	92,293	1.03	65	31.12.2022
21,554	27,046	34,282	43,936	56,994	17,024	-	74,018	-	-	1,319	-	34,371	109,708	1.01	64	31.12.2023
12,381	16,211	21,482	28,842	39,285	11,735	32,983	84,003	-	-	1,282	-	21,642	106,927	0.97	62	31.12.2024
(6,618)	(9,042)	(12,526)	(17,619)	(25,198)	(7,527)	107,186	74,461	-	-	1,132	-	19,183	94,777	0.85	54	31.12.2025
(949)	(1,354)	(1,960)	(2,889)	(4,338)	(1,296)	70,354	64,720	-	-	982	-	16,673	82,374	0.73	46	31.12.2026
(3,358)	(4,995)	(7,564)	(11,677)	(18,411)	(5,500)	41,093	17,183	-	-	259	-	4,426	21,868	0.19	12	31.12.2027
1,977	3,068	4,857	7,855	13,005	3,885	15,728	32,618	-	-	501	-	8,404	41,523	0.39	25	31.12.2028
3,698	5,990	9,913	16,794	29,195	8,721	33,354	71,270	-	-	1,108	-	18,367	90,744	0.89	56	31.12.2029
5,092	8,606	14,891	26,429	48,242	14,410	55,114	117,766	-	-	1,830	-	30,349	149,944	1.47	93	31.12.2030
6,730	11,870	21,471	39,924	76,518	22,856	87,419	186,792	-	-	2,888	-	48,133	237,814	2.28	145	31.12.2031
6,368	11,720	22,163	43,172	86,879	25,951	99,257	212,087	-	-	3,231	-	54,639	269,957	2.44	155	31.12.2032

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
4,861	9,335	18,456	37,664	79,584	23,772	90,922	194,278	-	-	2,940	-	50,046	247,265	2.18	138	31.12.2033
3,874	7,763	16,045	34,303	76,106	22,733	86,949	185,788	-	-	2,806	-	47,858	236,451	2.07	131	31.12.2034
3,190	6,670	14,413	32,280	75,200	22,462	85,914	183,577	-	-	2,756	-	47,284	233,617	1.99	127	31.12.2035
2,462	5,372	12,136	28,475	69,652	20,805	79,575	170,032	-	-	2,546	-	43,794	216,371	1.83	116	31.12.2036
1,810	4,121	9,733	23,924	61,447	18,354	70,201	150,002	-	-	2,247	-	38,635	190,884	1.61	102	31.12.2037
1,154	2,741	6,768	17,430	47,004	14,040	53,701	114,746	-	-	1,715	-	29,553	146,013	1.22	78	31.12.2038
860	2,133	5,505	14,852	42,056	12,562	48,048	102,666	-	-	1,527	-	26,440	130,633	1.07	68	31.12.2039
706	1,827	4,929	13,931	41,421	12,373	47,323	101,117	-	-	1,498	-	26,040	128,654	1.04	66	31.12.2040
598	1,613	4,551	13,474	42,063	12,564	48,056	102,684	-	-	1,515	-	26,441	130,640	1.03	66	31.12.2041
507	1,429	4,214	13,072	42,850	12,799	48,955	104,604	-	-	1,536	-	26,934	133,075	1.03	66	31.12.2042
413	1,215	3,747	12,177	41,911	12,519	47,882	102,313	-	-	1,497	-	26,343	130,152	0.99	63	31.12.2043
306	938	3,024	10,296	37,208	11,114	42,509	90,831	-	-	1,323	-	23,385	115,540	0.86	55	31.12.2044
220	705	2,375	8,470	32,141	9,601	36,720	78,462	-	-	1,139	-	20,199	99,800	0.73	47	31.12.2045
154	516	1,817	6,790	27,052	8,081	30,906	66,039	-	-	954	-	17,000	83,994	0.61	38	31.12.2046
115	402	1,479	5,790	24,222	7,235	27,673	59,131	-	-	852	-	15,221	75,203	0.53	34	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב- 20%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
79	286	1,100	4,511	19,818	5,920	22,641	48,378	-	-	694	-	12,453	61,525	0.43	27	31.12.2048
(8)	(30)	(121)	(520)	(2,400)	(717)	(2,741)	(5,858)	-	-	(84)	-	(1,508)	(7,449)	(0.05)	(3)	31.12.2049
(78)	(307)	(1,294)	(5,824)	(28,208)	(8,426)	(32,227)	(68,860)	-	-	(981)	-	(17,723)	(87,565)	(0.59)	(37)	31.12.2050
(94)	(388)	(1,708)	(8,055)	(40,960)	(12,235)	(46,795)	(99,990)	-	-	(1,420)	-	(25,734)	(127,144)	(0.84)	(53)	31.12.2051
(91)	(393)	(1,807)	(8,924)	(47,652)	(14,234)	(54,441)	(116,327)	-	-	(1,646)	-	(29,937)	(147,911)	(0.96)	(61)	31.12.2052
(87)	(392)	(1,887)	(9,765)	(54,746)	(16,353)	(62,545)	(133,643)	-	-	(1,885)	-	(34,392)	(169,920)	(1.09)	(69)	31.12.2053
(46)	(214)	(1,078)	(5,842)	(34,393)	(10,273)	(39,293)	(83,959)	-	-	(1,180)	-	(21,605)	(106,744)	(0.67)	(43)	31.12.2054
(0)	(0)	(2)	(9)	(58)	(17)	(66)	(140)	-	-	(2)	-	(36)	(179)	(0.00)	(0)	31.12.2055
18	92	506	3,012	19,547	5,839	22,332	47,717	-	-	667	-	12,278	60,662	0.37	23	31.12.2056
21	114	655	4,082	27,819	8,309	31,782	67,910	-	-	946	-	17,473	86,329	0.51	33	31.12.2057
17	97	584	3,816	27,305	8,156	31,195	66,657	-	-	925	-	17,150	84,732	0.50	31	31.12.2058
14	83	524	3,585	26,938	8,046	30,776	65,760	-	-	910	-	16,918	83,588	0.48	31	31.12.2059
12	72	473	3,388	26,731	7,985	30,540	65,256	-	-	900	-	16,788	82,944	0.47	30	31.12.2060
10	62	427	3,204	26,542	7,928	30,323	64,793	-	-	891	-	16,668	82,352	0.46	29	31.12.2061
8	54	387	3,043	26,465	7,905	30,236	64,606	-	-	886	-	16,619	82,111	0.45	28	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
7	47	352	2,897	26,457	7,903	30,226	64,585	-	-	883	-	16,613	82,082	0.44	28	31.12.2063
1	11	83	717	6,878	-	-	6,878	-	-	96	-	1,770	8,743	0.05	3	31.12.2064
144,835	203,972	316,850	562,451	1,212,056	359,988	1,409,764	2,981,809	-	-	44,836	-	770,328	3,796,973	32.5	2,063	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
(709,042)	(721,728)	(735,220)	(749,610)	(765,005)	-	-	(765,005)	-	765,005	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(380,732)	(402,962)	(427,567)	(454,928)	(485,506)	-	-	(485,506)	-	485,506	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
394,668	435,873	483,510	538,948	603,933	57,396	-	661,329	-	23,083	63,242	-	138,612	886,266	9.47	600	31.12.2020
352,391	406,103	470,962	549,960	647,086	133,726	-	780,811	-	-	64,529	-	156,723	1,002,063	10.21	648	31.12.2021
316,079	380,093	460,835	563,759	696,489	148,482	-	844,971	-	-	65,374	-	168,774	1,079,119	10.68	677	31.12.2022
294,270	369,253	468,042	599,841	778,119	172,866	-	950,985	-	-	62,145	-	229,534	1,242,663	12.03	763	31.12.2023
234,784	307,419	407,377	546,955	744,990	162,970	32,983	940,943	-	-	62,292	-	254,582	1,257,818	12.06	765	31.12.2024
149,748	204,601	283,451	398,691	570,196	110,759	268,005	948,960	-	-	62,373	-	256,637	1,267,970	12.03	763	31.12.2025
108,043	154,037	223,101	328,748	493,674	87,902	367,400	948,976	-	-	62,333	-	256,631	1,267,941	11.91	755	31.12.2026
78,129	116,232	175,997	271,688	428,388	68,400	420,192	916,981	-	-	61,788	-	248,374	1,227,143	11.37	721	31.12.2027
65,398	101,522	160,711	259,905	430,299	68,971	439,207	938,477	-	-	62,044	-	253,894	1,254,415	11.40	723	31.12.2028
54,229	87,844	145,380	246,307	428,176	68,337	436,783	933,296	-	-	80,501	-	257,263	1,271,060	11.37	721	31.12.2029
41,882	70,793	122,487	217,402	396,825	117,843	452,752	967,420	-	-	62,362	-	261,319	1,291,100	11.36	721	31.12.2030
34,639	61,096	110,513	205,490	393,836	117,639	449,944	961,419	-	-	62,211	-	259,758	1,283,387	11.11	705	31.12.2031
28,727	52,872	99,984	194,767	391,947	117,075	447,787	956,809	-	-	62,053	-	258,548	1,277,410	10.80	685	31.12.2032

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
23,662	45,444	89,843	183,345	387,411	115,720	442,605	945,736	-	-	61,812	-	255,677	1,263,225	10.45	663	31.12.2033
19,605	39,289	81,206	173,611	385,184	115,055	440,060	940,299	-	-	80,238	-	258,973	1,279,510	10.34	656	31.12.2034
16,877	35,292	76,259	170,799	397,893	118,851	454,580	971,324	-	-	62,042	-	262,228	1,295,595	10.26	651	31.12.2035
14,085	30,733	69,428	162,903	398,473	119,024	455,242	972,740	-	-	62,009	-	262,579	1,297,328	10.12	642	31.12.2036
11,633	26,488	62,559	153,775	394,953	117,973	451,221	964,147	-	-	61,833	-	260,354	1,286,335	9.88	627	31.12.2037
9,031	21,458	52,981	136,433	367,934	109,902	420,352	898,189	-	-	60,951	-	243,393	1,202,532	9.49	602	31.12.2038
7,397	18,338	47,335	127,700	361,601	108,011	413,117	882,729	-	-	79,251	-	244,113	1,206,094	9.34	592	31.12.2039
6,390	16,531	44,611	126,081	374,868	111,973	428,274	915,115	-	-	61,090	-	247,723	1,223,929	9.33	592	31.12.2040
5,409	14,602	41,197	121,977	380,797	113,745	435,048	929,589	-	-	61,247	-	251,436	1,242,272	9.30	590	31.12.2041
4,583	12,911	38,080	118,119	387,190	115,654	442,352	945,196	-	-	61,425	-	255,442	1,262,063	9.30	590	31.12.2042
3,867	11,365	35,047	113,885	391,978	117,084	447,822	956,884	-	-	61,545	-	258,438	1,276,867	9.26	587	31.12.2043
3,178	9,747	31,423	106,971	386,591	115,475	441,668	943,734	-	-	79,886	-	259,755	1,283,376	9.16	581	31.12.2044
2,699	8,638	29,113	103,826	393,987	117,684	450,117	961,789	-	-	61,515	-	259,675	1,282,979	9.00	571	31.12.2045
2,255	7,530	26,532	99,127	394,962	117,976	451,231	964,169	-	-	61,500	-	260,275	1,285,944	8.87	563	31.12.2046
1,878	6,545	24,111	94,373	394,823	117,934	451,072	963,829	-	-	61,449	-	260,176	1,285,454	8.73	554	31.12.2047

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,554	5,652	21,766	89,252	392,066	117,111	447,922	957,098	-	-	61,307	-	258,432	1,276,837	8.53	541	31.12.2048
1,192	4,525	18,217	78,256	360,949	107,816	412,373	881,138	-	-	78,755	-	243,584	1,203,477	7.90	501	31.12.2049
937	3,710	15,616	70,276	340,353	101,664	388,842	830,858	-	-	59,419	-	225,918	1,116,195	7.19	456	31.12.2050
742	3,065	13,487	63,587	323,357	96,587	369,424	789,368	-	-	58,792	-	215,230	1,063,390	6.72	426	31.12.2051
601	2,590	11,914	58,847	314,210	93,855	358,975	767,040	-	-	58,450	-	209,477	1,034,967	6.46	410	31.12.2052
479	2,156	10,371	53,660	300,845	89,863	343,706	734,414	-	-	57,969	-	201,076	993,458	6.13	389	31.12.2053
388	1,819	9,149	49,592	291,937	87,202	333,528	712,667	-	-	76,219	-	200,189	989,074	6.05	384	31.12.2054
332	1,627	8,553	48,571	300,225	89,678	342,997	732,899	-	-	57,910	-	200,677	991,486	6.01	381	31.12.2055
278	1,422	7,815	46,491	301,735	90,129	344,722	736,586	-	-	57,943	-	201,621	996,150	5.98	379	31.12.2056
232	1,235	7,097	44,231	301,421	90,035	344,364	735,820	-	-	57,915	-	201,419	995,153	5.92	375	31.12.2057
193	1,076	6,462	42,190	301,888	90,174	344,897	736,959	-	-	57,913	-	201,708	996,579	5.88	373	31.12.2058
157	913	5,736	39,235	294,783	88,052	336,780	719,614	-	-	76,226	-	201,953	997,794	5.83	370	31.12.2059
135	818	5,369	38,472	303,499	90,656	346,738	740,893	-	-	57,932	-	202,711	1,001,536	5.80	368	31.12.2060
112	710	4,871	36,567	302,894	90,475	346,046	739,415	-	-	57,895	-	202,326	999,636	5.74	364	31.12.2061
94	618	4,432	34,854	303,140	90,548	346,327	740,015	-	-	57,886	-	202,477	1,000,378	5.69	361	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
78	537	4,031	33,214	303,318	90,601	346,530	740,450	-	-	57,876	-	202,584	1,000,910	5.64	358	31.12.2063
(4)	(30)	(234)	(2,021)	(19,381)	-	-	(19,381)	60,592	-	48,244	-	22,700	112,156	0.66	42	31.12.2064
1,203,264	1,960,399	3,353,939	6,536,124	16,569,332	4,668,874	15,693,983	36,932,189	60,592	1,273,594	2,849,692	-	10,234,965	51,351,034	390.8	24,785	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

4. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווה (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 28.2.2018
(באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁴⁶:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	12,947,329	2,075,820	1,028,948	479,089	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	10,654,389	1,613,297	715,177	242,667
עתודות צפויות (Reserves Probable)	3,930,603	1,277,991	938,659	736,719	עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,181,609	1,101,325	824,262	653,022
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	16,877,932	3,353,812	1,967,607	1,215,808	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	13,835,998	2,714,623	1,539,440	895,689
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,341,884	348,366	222,813	157,190	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,086,997	287,085	186,096	132,942
סה"כ עתודות מסוג P3 (Reserves Proved+Probable+Possible)	18,219,815	3,702,178	2,190,420	1,372,998	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	14,922,995	3,001,707	1,725,535	1,028,632
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	13,525,527	2,188,906	1,104,777	535,959	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	10,085,599	1,492,690	632,061	179,625
עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,120,432	1,325,536	969,555	759,025	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,990,932	1,058,020	796,009	631,982
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	17,645,958	3,514,442	2,074,332	1,294,985	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	13,076,531	2,550,709	1,428,070	811,606
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,400,465	361,596	230,599	162,299	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,027,123	274,682	179,268	128,745
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	19,046,424	3,876,038	2,304,931	1,457,283	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	14,103,654	2,825,392	1,607,338	940,351
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	14,103,117	2,300,177	1,179,043	591,577	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	9,518,922	1,369,811	547,096	115,243

¹⁴⁶ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות צפויות	4,309,234	1,373,306	1,000,614	781,385	עתודות צפויות	13,280,599	2,645,229	1,485,798	849,260
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	18,412,351	3,673,482	2,179,657	1,372,962	סה"כ עתודות מסוג P2	965,226	261,629	172,003	124,216
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	1,457,795	373,965	237,634	166,740	עתודות אפשריות	124,216	261,629	172,003	124,216
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	19,870,146	4,047,447	2,417,291	1,539,703	סה"כ עתודות מסוג P3	13,280,599	2,645,229	1,485,798	849,260
(Proved+Probable+Possible Reserves)					(Proved+Probable+Possible Reserves)				

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	12,948,897	2,077,050	1,029,708	479,530	עתודות מוכחות P1	10,658,115	1,614,262	715,853	243,179
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	3,924,068	1,275,477	937,005	735,601	עתודות צפויות	3,182,870	1,101,691	824,522	653,226
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	16,872,965	3,352,527	1,966,713	1,215,131	סה"כ עתודות מסוג P2	13,840,985	2,715,953	1,540,376	896,405
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	1,341,439	348,248	222,738	157,139	עתודות אפשריות	1,087,433	287,195	186,163	132,988
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	18,214,404	3,700,775	2,189,452	1,372,269	סה"כ עתודות מסוג P3	14,928,418	3,003,147	1,726,539	1,029,393
(Proved+Probable+Possible Reserves)					(Proved+Probable+Possible Reserves)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1	13,519,977	2,187,558	1,103,844	535,254	עתודות מוכחות P1	10,091,183	1,494,161	633,094	180,407
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	4,118,530	1,324,966	969,158	758,724	עתודות צפויות	2,992,830	1,058,561	796,397	632,287
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	17,638,507	3,512,524	2,073,001	1,293,977	סה"כ עתודות מסוג P2	13,084,013	2,552,722	1,429,491	812,694
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עתודות אפשריות	1,399,801	361,422	230,492	162,226	עתודות אפשריות	1,027,787	274,851	179,372	128,816
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P3	19,038,308	3,873,946	2,303,493	1,456,203	סה"כ עתודות מסוג P3				

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
Proved+Probable+Possible (Reserves)					Proved+Probable+Possible (Reserves)				
קיסון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁴⁷				
עמודות מוכחות P1	14,111,799	2,827,573	1,608,863	941,510	עמודות מוכחות P1	14,095,719	2,298,394	1,177,811	590,647
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עמודות צפויות	12,325,347	2,798,973	1,014,503	610,214	עמודות צפויות	18,402,410	3,670,931	2,177,890	1,371,626
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עמודות מסוג P2	12,325,347	2,798,973	1,014,503	610,214	סה"כ עמודות מסוג P2	18,402,410	3,670,931	2,177,890	1,371,626
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
עמודות אפשריות	966,114	261,866	172,155	124,325	עמודות אפשריות	1,456,931	373,744	237,499	166,650
(Possible Reserves)					(Possible Reserves)				
סה"כ עמודות מסוג P3	13,291,461	2,648,174	1,487,868	850,838	סה"כ עמודות מסוג P3	19,859,341	4,044,675	2,415,389	1,538,276
(Proved+Probable+Possible (Reserves)					(Proved+Probable+Possible (Reserves)				

¹⁴⁷ יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(ב) משאבים מותנים במאגר לווייתן

1. נתוני כמויות

על-פי דוח NSAI, המשאבים המותנים והקונדנסט שבמאגר לווייתן, המסווגים כמשאבים מותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

גז טבעי BCF						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁴⁸			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
2,638.7	796.2	1,842.5	7,319.4	2,209.2	5,110.2	האומדן הנמוך (- Low Estimate) (1C)
3,140.5	1,570.0	1,570.5	8,711.9	4,356.3	4,355.6	האומדן הטוב ביותר (-Best Estimate) (2C)
4,317.3	2,905.0	1,412.3	11,977.1	8,060.5	3,916.6	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט Million Barrels						קטגוריה
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ²			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
4.7	1.4	3.3	13.1	4.0	9.2	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
5.6	2.8	2.8	15.6	7.8	7.8	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
7.8	5.3	2.5	21.5	14.5	7.0	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

¹⁴⁸ בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,290 BCF ושל כ-42 מיליון חביות קונדנסט משלב א' (להלן בהערות שוליים זו: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 7.4.7 לעיל.

2. לאור ההיקף המשמעותי של המשאבים המוערכים בפרויקט לויתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו, הינם השוק המקומי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השוק הפוטנציאלי למשאבים כאמור, ראו סעיפים 6 ו- 7.12 לדוח. לפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.12.2 לדוח. לפרטים אודות התקשרות שותפי לויתן בהסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), ראו סעיף 7.11.5(ב)1 לדוח ולפרטים אודות התקשרות השותפות ונובל בהסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן למצרים ראו סעיף 7.11.5(ב)2.

3. בדוח המשאבים מצוין כי סיווג המשאבים המותנים בפרויקט לויתן בקטגוריית שלב 1א' כעתודות, מותנה בקבלת החלטות לביצוע קידוחים נוספים ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, וכי סיווג המשאבים המותנים בפרויקט לויתן בקטגוריית פיתוחים עתידיים כעתודות מותנה בקבלת החלטות השקעה נוספות ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.
אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

4. נתוני תזרים מהוון

בהתאם לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 28.2.2018 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן המשאבים המותנים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2020	285	4.49	400,650	62,662	-	5,077	-	-	-	332,911	-	57,396	275,515	245,869	220,578	198,846
31.12.2021	333	5.25	503,318	78,719	-	6,251	-	-	-	418,348	-	115,394	302,954	257,481	220,496	190,130
31.12.2022	267	4.20	433,164	67,747	-	5,276	-	-	-	360,141	-	82,833	277,309	224,462	183,483	151,335
31.12.2023	352	5.56	588,207	126,565	-	7,115	-	-	-	454,527	-	104,541	349,986	269,799	210,518	166,084
31.12.2024	353	5.57	594,722	150,874	-	7,179	201,491	-	-	235,178	-	100,434	134,744	98,926	73,681	55,602
31.12.2025	352	5.56	599,001	152,004	-	7,212	-	-	-	439,784	-	39,753	153,234	107,144	76,174	54,984
31.12.2026	352	5.56	604,909	131,920	-	7,266	-	-	-	465,723	-	20,998	90,447	60,230	40,875	28,221
31.12.2027	352	5.56	614,946	124,465	-	7,356	-	-	-	483,124	-	5,298	37,884	24,027	15,564	10,279
31.12.2028	353	5.57	627,974	127,102	-	7,478	-	-	-	493,394	-	1,288	24,462	14,775	9,136	5,771

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת כונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
14,024	22,716	37,595	63,695	110,726	27,055	361,549	499,330	-	-	7,541	-	128,624	635,495	5.56	352	31.12.2029
14,457	24,437	42,281	75,044	136,978	34,897	333,978	505,853	-	-	7,614	-	130,298	643,765	5.55	352	31.12.2030
2,636	4,650	8,411	15,640	29,975	63,121	219,336	312,431	-	201,491	7,708	-	132,369	653,999	5.56	352	31.12.2031
13,615	25,058	47,387	92,309	185,762	43,450	297,057	526,269	-	-	7,854	-	135,540	669,663	5.57	353	31.12.2032
12,587	24,174	47,793	97,532	206,086	49,521	278,495	534,102	-	-	7,938	-	137,549	679,589	5.56	352	31.12.2033
11,553	23,152	47,853	102,306	226,983	55,763	262,985	545,731	-	-	8,070	-	140,533	694,334	5.55	352	31.12.2034
9,857	20,611	44,538	99,751	232,381	63,394	260,193	555,967	-	-	8,188	-	143,161	707,315	5.56	352	31.12.2035
8,350	18,221	41,161	96,580	236,241	64,547	264,603	565,391	-	-	8,300	-	145,581	719,272	5.57	353	31.12.2036
7,014	15,969	37,716	92,709	238,112	65,106	266,740	569,957	-	-	8,347	-	146,751	725,056	5.56	352	31.12.2037
5,509	13,089	32,318	83,223	224,436	61,021	251,116	536,573	-	-	7,966	-	138,183	682,722	5.56	352	31.12.2038
2,029	5,031	12,985	35,032	99,197	83,797	160,980	343,975	-	201,491	8,068	-	140,465	693,999	5.56	352	31.12.2039
4,040	10,452	28,205	79,715	237,012	58,759	260,189	555,959	-	-	8,192	-	143,160	707,311	5.57	353	31.12.2040
3,406	9,195	25,943	76,811	239,796	59,590	263,370	562,755	-	-	8,265	-	144,903	715,923	5.56	352	31.12.2041
2,827	7,963	23,489	72,858	238,825	65,319	267,556	571,700	-	-	8,367	-	147,199	727,265	5.56	352	31.12.2042

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
2,393	7,033	21,688	70,476	242,571	66,438	271,835	580,843	-	-	8,471	-	149,545	738,860	5.56	352	31.12.2043
972	2,981	9,611	32,717	118,239	89,485	182,735	390,459	-	201,491	8,603	-	152,397	752,951	5.57	353	31.12.2044
1,746	5,589	18,836	67,174	254,905	64,103	280,631	599,639	-	-	8,686	-	154,369	762,694	5.56	352	31.12.2045
742	2,478	8,733	32,628	130,004	86,981	190,882	407,867	-	201,491	8,797	-	156,864	775,019	5.56	352	31.12.2046
1,271	4,430	16,317	63,867	267,194	61,755	289,376	618,325	-	-	8,899	-	159,165	786,389	5.56	352	31.12.2047
566	2,060	7,933	32,527	142,887	84,810	200,305	428,002	-	201,491	9,032	-	162,033	800,557	5.57	353	31.12.2048
691	2,623	10,559	45,359	209,218	68,512	244,319	522,050	-	100,745	8,907	-	160,302	792,004	5.43	344	31.12.2049
511	2,023	8,516	38,323	185,600	34,374	193,511	413,484	-	-	5,892	-	106,422	525,798	3.54	225	31.12.2050
211	871	3,832	18,066	91,868	6,376	86,425	184,669	-	-	2,623	-	47,527	234,819	1.55	99	31.12.2051
57	244	1,123	5,549	29,629	(12,215)	15,319	32,733	-	-	463	-	8,424	41,621	0.27	17	31.12.2052
(10)	(44)	(210)	(1,087)	(6,092)	(22,885)	(25,491)	(54,467)	-	-	(768)	-	(14,017)	(69,252)	(0.44)	(28)	31.12.2053
(34)	(158)	(794)	(4,305)	(25,340)	(28,634)	(47,481)	(101,454)	-	-	(1,426)	-	(26,107)	(128,988)	(0.81)	(51)	31.12.2054
(50)	(244)	(1,284)	(7,293)	(45,077)	(28,511)	(64,736)	(138,324)	-	-	(1,938)	-	(35,593)	(175,856)	(1.09)	(69)	31.12.2055
(75)	(382)	(2,101)	(12,500)	(81,127)	(39,279)	(105,921)	(226,328)	-	-	(3,158)	-	(58,235)	(287,720)	(1.73)	(110)	31.12.2056

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך (Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(82)	(435)	(2,501)	(15,589)	(106,234)	(40,760)	(129,310)	(276,304)	-	-	(3,829)	-	(71,087)	(351,219)	(2.04)	(129)	31.12.2057
(81)	(449)	(2,694)	(17,591)	(125,873)	(46,626)	(151,748)	(324,247)	-	-	(4,486)	-	(83,420)	(412,152)	(2.37)	(150)	31.12.2058
(78)	(454)	(2,849)	(19,490)	(146,432)	(46,749)	(169,941)	(363,121)	-	-	(5,019)	-	(93,420)	(461,559)	(2.64)	(167)	31.12.2059
(73)	(441)	(2,897)	(20,759)	(163,768)	(48,918)	(187,100)	(399,786)	-	-	(5,520)	-	(102,851)	(508,157)	(2.89)	(183)	31.12.2060
(67)	(422)	(2,899)	(21,766)	(180,295)	(53,854)	(205,981)	(440,131)	-	-	(6,073)	-	(113,229)	(559,433)	(3.17)	(201)	31.12.2061
(62)	(409)	(2,932)	(23,057)	(200,538)	(59,901)	(229,108)	(489,548)	-	-	(6,752)	-	(125,942)	(622,241)	(3.51)	(223)	31.12.2062
(52)	(358)	(2,688)	(22,150)	(202,279)	(60,421)	(231,097)	(493,796)	-	-	(6,802)	-	(127,032)	(627,631)	(3.52)	(223)	31.12.2063
(30)	(219)	(1,716)	(14,816)	(142,067)	-	-	(142,067)	86,409	-	(774)	-	(14,320)	(70,751)	(0.42)	(26)	31.12.2064
836,740	1,112,289	1,609,761	2,612,203	4,536,036	1,397,355	5,664,234	11,597,625	86,409	1,309,691	196,456	-	3,368,169	16,558,351	144.7	9,178	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
23,705	26,180	29,042	32,371	36,275	10,835	-	47,110	-	-	726	-	8,869	56,704	0.66	42	31.12.2020
26,443	30,473	35,340	41,268	48,556	14,504	-	63,060	-	-	964	-	11,870	75,893	0.86	54	31.12.2021
26,799	32,227	39,073	47,799	59,053	17,639	-	76,692	-	-	1,167	-	14,435	92,293	1.03	65	31.12.2022
(52,639)	(66,052)	(83,723)	(107,300)	(139,190)	18,609	-	(120,581)	-	201,491	1,319	-	27,478	109,708	1.01	64	31.12.2023
21,845	28,603	37,904	50,891	69,317	14,686	-	84,003	-	-	1,282	-	21,642	106,927	0.97	62	31.12.2024
(1,024)	(1,399)	(1,938)	(2,726)	(3,898)	(7,183)	85,542	74,461	-	-	1,132	-	19,183	94,777	0.85	54	31.12.2025
4,135	5,896	8,539	12,583	18,895	(375)	56,801	75,322	-	-	1,142	-	19,404	95,868	0.85	54	31.12.2026
3,102	4,615	6,987	10,787	17,008	(938)	60,583	76,653	-	-	1,157	-	19,745	97,555	0.85	54	31.12.2027
6,464	10,034	15,884	25,688	42,529	6,685	44,164	93,378	-	-	1,414	-	24,055	118,847	1.05	67	31.12.2028
7,476	12,111	20,043	33,957	59,031	11,614	62,146	132,791	-	-	2,029	-	34,212	169,032	1.55	98	31.12.2029
8,302	14,033	24,280	43,095	78,661	17,478	84,574	180,713	-	-	2,770	-	46,561	230,043	2.13	135	31.12.2030
10,226	18,036	32,624	60,661	116,261	28,709	127,530	272,500	-	-	4,170	-	70,208	346,878	3.20	203	31.12.2031

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
10,217	18,805	35,561	69,271	139,402	35,621	153,967	328,989	-	-	4,985	-	84,750	418,724	3.71	235	31.12.2032
8,773	16,849	33,310	67,978	143,638	36,886	158,807	339,331	-	-	5,120	-	87,408	431,859	3.76	239	31.12.2033
7,175	14,378	29,718	63,534	140,960	42,105	161,042	344,108	-	-	5,174	-	88,634	437,916	3.76	239	31.12.2034
642	1,343	2,901	6,498	15,138	64,707	70,240	150,086	-	201,491	5,260	-	90,551	447,388	3.76	239	31.12.2035
5,344	11,661	26,344	61,813	151,199	39,145	167,445	357,788	-	-	5,334	-	92,146	455,268	3.77	239	31.12.2036
4,463	10,162	24,001	58,996	151,523	39,242	167,816	358,581	-	-	5,340	-	92,349	456,269	3.76	239	31.12.2037
3,814	9,061	22,373	57,614	155,373	40,392	172,214	367,979	-	-	5,447	-	94,761	468,187	3.76	239	31.12.2038
3,225	7,995	20,638	55,675	157,653	41,073	174,819	373,544	-	-	5,510	-	96,189	475,244	3.76	239	31.12.2039
538	1,391	3,754	10,610	31,546	63,590	83,691	178,828	-	201,491	5,591	-	97,929	483,839	3.77	239	31.12.2040
2,368	6,393	18,038	53,407	166,730	37,765	179,895	384,391	-	-	5,634	-	98,973	488,998	3.76	239	31.12.2041
2,001	5,636	16,624	51,566	169,031	38,453	182,524	390,008	-	-	5,698	-	100,415	496,121	3.76	239	31.12.2042
1,691	4,969	15,323	49,792	171,378	39,154	185,205	395,737	-	-	5,764	-	101,885	503,386	3.76	239	31.12.2043
1,433	4,394	14,167	48,228	174,293	40,025	188,535	402,853	-	-	5,848	-	103,713	512,414	3.77	239	31.12.2044
1,207	3,863	13,020	46,436	176,209	40,597	190,724	407,529	-	-	5,898	-	104,912	518,339	3.76	239	31.12.2045

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
994	3,319	11,695	43,695	174,098	45,985	193,606	413,689	-	-	5,969	-	106,493	526,150	3.76	239	31.12.2046
241	839	3,092	12,103	50,633	69,291	105,497	225,422	-	201,491	6,142	-	109,893	542,947	3.83	243	31.12.2047
763	2,775	10,687	43,821	192,497	45,462	209,332	447,290	-	-	6,417	-	115,133	568,841	3.96	251	31.12.2048
664	2,521	10,151	43,607	201,136	48,043	219,202	468,381	-	-	6,699	-	120,557	595,637	4.08	259	31.12.2049
585	2,315	9,746	43,861	212,421	51,413	232,094	495,928	-	-	7,071	-	127,642	630,641	4.26	270	31.12.2050
212	875	3,849	18,149	92,289	81,734	153,088	327,112	-	201,491	7,513	-	136,045	672,161	4.47	283	31.12.2051
454	1,959	9,014	44,520	237,713	58,968	260,990	557,672	-	-	7,903	-	143,521	709,096	4.64	294	31.12.2052
192	866	4,164	21,548	120,807	84,234	180,374	385,415	-	201,491	8,294	-	151,039	746,238	4.81	305	31.12.2053
205	963	4,845	26,261	154,595	88,308	213,682	456,585	-	201,491	9,272	-	169,347	836,695	5.31	337	31.12.2054
293	1,435	7,543	42,835	264,769	85,105	307,784	657,659	-	100,745	10,652	-	195,157	964,213	6.02	382	31.12.2055
259	1,325	7,282	43,322	281,166	56,567	297,104	634,837	-	-	8,868	-	163,347	807,052	4.90	310	31.12.2056
147	784	4,504	28,074	191,316	29,728	194,452	415,496	-	-	5,786	-	106,905	528,187	3.15	200	31.12.2057
91	504	3,026	19,760	141,394	20,835	142,713	304,942	-	-	4,233	-	78,457	387,631	2.27	144	31.12.2058
39	226	1,420	9,713	72,973	398	64,544	137,915	-	-	1,909	-	35,482	175,306	1.01	64	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
10	63	417	2,987	23,565	(14,361)	8,097	17,301	-	-	239	-	4,451	21,990	0.12	8	31.12.2060
5	34	231	1,737	14,392	(17,101)	(2,383)	(5,092)	-	-	(70)	-	(1,310)	(6,472)	(0.04)	(2)	31.12.2061
(1)	(7)	(53)	(417)	(3,624)	(16,463)	(17,671)	(37,758)	-	-	(518)	-	(9,713)	(47,989)	(0.26)	(17)	31.12.2062
(5)	(36)	(267)	(2,197)	(20,064)	(21,374)	(36,452)	(77,890)	-	-	(1,065)	-	(20,036)	(98,991)	(0.53)	(34)	31.12.2063
(24)	(172)	(1,351)	(11,658)	(111,792)	-	-	(111,792)	99,703	-	(168)	-	(3,111)	(15,368)	(0.09)	(6)	31.12.2064
142,850	252,247	529,823	1,382,212	4,636,855	1,427,789	5,484,319	11,548,964	99,703	1,511,182	191,019	-	3,381,575	16,732,442	123.3	7,823	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
178	224	283	363	471	141	-	612	-	-	-	-	(612)	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(28,306)	(40,356)	(58,449)	(86,127)	(129,336)	21,553	(83,106)	(190,889)	-	201,491	161	-	2,731	13,494	0.12	8	31.12.2026
6,728	10,009	15,156	23,396	36,889	5,000	17,580	59,470	-	-	898	-	15,319	75,687	0.66	42	31.12.2027
4,487	6,966	11,027	17,833	29,524	2,800	28,436	60,760	-	-	913	-	15,650	77,323	0.66	42	31.12.2028
3,779	6,121	10,130	17,163	29,836	2,893	28,792	61,521	-	-	921	-	15,845	78,287	0.66	42	31.12.2029
3,211	5,427	9,390	16,666	30,420	3,068	29,459	62,947	-	-	940	-	16,212	80,099	0.67	42	31.12.2030
3,496	6,165	11,152	20,737	39,744	5,853	40,111	85,708	-	-	1,282	-	22,075	109,065	0.92	58	31.12.2031

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
3,850	7,085	13,398	26,099	52,522	9,670	54,710	116,902	-	-	1,754	-	30,110	148,767	1.27	80	31.12.2032
3,912	7,514	14,854	30,314	64,054	13,114	67,885	145,053	-	-	2,180	-	37,362	184,595	1.58	100	31.12.2033
3,537	7,088	14,650	31,320	69,488	14,738	74,094	158,320	-	-	2,369	-	40,777	201,465	1.70	108	31.12.2034
3,116	6,515	14,078	31,531	73,454	15,922	78,624	168,000	-	-	2,503	-	43,267	213,771	1.77	112	31.12.2035
2,882	6,289	14,208	33,338	81,547	18,340	87,870	187,756	-	-	2,788	-	48,353	238,897	1.95	124	31.12.2036
2,517	5,730	13,534	33,267	85,442	25,522	97,615	208,578	-	-	3,093	-	53,714	265,385	2.15	136	31.12.2037
2,546	6,050	14,937	38,466	103,735	30,986	118,513	253,233	-	-	3,732	-	65,208	322,174	2.54	161	31.12.2038
(366)	(908)	(2,345)	(6,327)	(17,915)	54,834	32,478	69,398	-	201,491	3,983	-	69,752	344,624	2.69	171	31.12.2039
2,029	5,248	14,162	40,026	119,007	29,529	130,667	279,204	-	-	4,094	-	71,890	355,187	2.74	174	31.12.2040
1,705	4,603	12,986	38,449	120,033	29,835	131,839	281,707	-	-	4,120	-	72,532	358,358	2.73	173	31.12.2041
1,439	4,053	11,954	37,079	121,546	30,287	133,567	285,400	-	-	4,162	-	73,480	363,042	2.73	173	31.12.2042
1,231	3,620	11,161	36,269	124,834	31,270	137,324	293,428	-	-	4,267	-	75,543	373,238	2.77	176	31.12.2043
1,089	3,339	10,766	36,650	132,451	33,545	146,026	312,022	-	-	4,525	-	80,327	396,875	2.91	184	31.12.2044
72	231	780	2,781	10,552	57,319	59,706	127,577	-	201,491	4,760	-	84,712	418,540	3.03	192	31.12.2045

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
866	2,892	10,189	38,068	151,678	33,269	162,699	347,646	-	-	5,014	-	89,492	442,152	3.16	200	31.12.2046
761	2,651	9,767	38,227	159,928	35,734	172,124	367,785	-	-	5,291	-	94,672	467,748	3.30	209	31.12.2047
685	2,489	9,587	39,310	172,679	39,542	186,691	398,912	-	-	5,722	-	102,681	507,316	3.53	224	31.12.2048
672	2,551	10,272	44,127	203,534	48,759	221,942	474,236	-	-	6,782	-	122,064	603,082	4.13	262	31.12.2049
295	1,168	4,915	22,117	107,114	86,162	170,025	363,301	-	201,491	8,052	-	145,366	718,210	4.85	307	31.12.2050
612	2,529	11,127	52,459	266,765	67,646	294,181	628,593	-	-	8,933	-	161,779	799,305	5.31	337	31.12.2051
546	2,352	10,821	53,444	285,365	73,202	315,431	673,999	-	-	9,550	-	173,458	857,007	5.60	355	31.12.2052
485	2,182	10,494	54,300	304,433	78,897	337,215	720,545	-	-	10,179	-	185,430	916,154	5.90	374	31.12.2053
245	1,149	5,777	31,317	184,355	103,216	252,976	540,547	-	201,491	10,452	-	190,953	943,443	5.98	379	31.12.2054
359	1,759	9,248	52,520	324,633	78,913	354,999	758,545	-	-	10,654	-	195,193	964,392	6.02	382	31.12.2055
183	937	5,152	30,650	198,924	107,567	269,620	576,112	-	201,491	10,891	-	200,089	988,583	6.08	386	31.12.2056
162	866	4,974	30,999	211,246	103,725	277,080	592,050	-	201,491	11,082	-	204,182	1,008,806	6.11	388	31.12.2057
186	1,033	6,203	40,499	289,786	88,494	332,772	711,052	-	100,745	11,305	-	208,872	1,031,975	6.16	390	31.12.2058
167	970	6,090	41,661	313,004	60,321	328,414	701,740	-	-	9,716	-	180,540	891,996	5.15	327	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה (High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
92	555	3,642	26,099	205,890	28,326	206,039	440,255	-	-	6,074	-	113,261	559,590	3.17	201	31.12.2060
38	241	1,653	12,407	102,768	3,542	93,521	199,831	-	-	2,749	-	51,407	253,987	1.41	90	31.12.2061
6	41	296	2,325	20,218	(21,116)	(789)	(1,687)	-	-	(23)	-	(434)	(2,144)	(0.01)	(1)	31.12.2062
(10)	(66)	(493)	(4,061)	(37,083)	(38,232)	(66,255)	(141,570)	-	-	(1,936)	-	(36,416)	(179,923)	(0.97)	(61)	31.12.2063
(27)	(194)	(1,525)	(13,162)	(126,212)	-	-	(126,212)	99,703	-	(368)	-	(6,821)	(33,698)	(0.20)	(13)	31.12.2064
29,453	87,116	276,000	1,012,596	4,517,325	1,414,186	5,320,876	11,252,388	99,703	1,511,182	183,564	-	3,310,015	16,356,852	110.9	7,034	סה"כ

5. סיכום נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב Phase I – First Stage

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 7.4.10(א) ו-7.4.10(ב)4 לעיל.

<u>סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)</u>																
<u>רכיבי התזרים</u>																
<u>עד ליום</u>	<u>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	<u>הכנסות</u>	<u>תשלומים שישולמו</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>				
										<u>היטל</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 20%</u>
31.12.2018	-	-	-	-	-	-	765,005	-	(765,005)	-	-	(765,005)	(749,610)	(735,220)	(721,728)	(709,042)
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	485,506	-	(485,506)	-	-	(485,506)	(454,928)	(427,567)	(402,962)	(380,732)
31.12.2020	600	9.47	886,266	138,612	-	63,242	23,083	-	661,329	-	57,396	603,933	538,948	483,510	435,873	394,668
31.12.2021	648	10.21	1,002,063	156,723	-	64,529	-	-	780,811	-	133,726	647,086	549,960	470,962	406,103	352,391
31.12.2022	677	10.68	1,079,119	168,774	-	65,374	-	-	844,971	-	148,482	696,489	563,759	460,835	380,093	316,079
31.12.2023	763	12.03	1,242,663	228,922	-	62,145	-	-	951,597	-	173,006	778,590	600,205	468,326	369,477	294,448
31.12.2024	765	12.06	1,257,818	254,582	-	62,292	201,491	-	739,452	-	170,556	568,896	417,671	311,085	234,754	179,288
31.12.2025	763	12.03	1,267,838	256,610	-	62,371	-	-	948,856	-	110,978	591,080	413,293	293,833	212,094	155,233
31.12.2026	763	12.03	1,281,433	259,362	-	62,494	-	-	959,577	-	88,723	516,575	343,998	233,450	161,183	113,055
31.12.2027	763	12.03	1,302,829	263,693	-	62,686	-	-	976,450	-	72,902	463,606	294,024	190,466	125,787	84,552
31.12.2028	765	12.06	1,331,738	269,544	-	62,957	-	-	999,237	-	71,771	459,823	277,737	171,738	108,487	69,885
31.12.2029	763	12.03	1,349,348	273,108	-	81,422	-	-	994,818	-	71,231	458,012	263,470	155,511	93,965	58,008

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
45,093	76,220	131,876	234,068	427,244	120,910	482,211	1,030,365	-	-	63,302	-	277,530	1,371,198	12.03	763	31.12.2030
26,799	47,268	85,500	158,981	304,698	145,181	395,758	845,636	-	201,491	63,493	-	281,832	1,392,452	12.03	763	31.12.2031
32,917	60,582	114,565	223,169	449,104	122,111	502,497	1,073,711	-	-	63,807	-	288,658	1,426,177	12.06	765	31.12.2032
27,858	53,501	105,772	215,853	456,100	124,201	510,490	1,090,791	-	-	63,991	-	293,039	1,447,822	12.03	763	31.12.2033
23,372	46,837	96,806	206,962	459,180	125,121	514,009	1,098,309	-	-	82,603	-	299,670	1,480,582	12.03	763	31.12.2034
19,993	41,807	90,339	202,332	471,353	134,775	533,211	1,139,340	-	-	64,546	-	305,499	1,509,384	12.03	763	31.12.2035
16,967	37,022	83,636	196,240	480,020	137,364	543,112	1,160,496	-	-	64,798	-	310,932	1,536,225	12.06	765	31.12.2036
14,287	32,529	76,826	188,846	485,029	138,860	548,835	1,172,724	-	-	64,926	-	314,068	1,551,718	12.03	763	31.12.2037
11,691	27,778	68,586	176,618	476,303	136,254	538,866	1,151,424	-	-	64,683	-	308,601	1,524,708	12.03	763	31.12.2038
7,125	17,664	45,596	123,009	348,316	158,210	445,590	952,116	-	201,491	83,235	-	313,863	1,550,705	12.03	763	31.12.2039
8,497	21,983	59,325	167,666	498,508	136,868	558,940	1,194,316	-	-	65,184	-	319,612	1,579,112	12.06	765	31.12.2040
7,180	19,382	54,684	161,910	505,465	138,946	566,888	1,211,299	-	-	65,367	-	323,968	1,600,634	12.03	763	31.12.2041
6,022	16,963	50,035	155,198	508,736	145,942	575,919	1,230,597	-	-	65,587	-	328,921	1,625,105	12.03	763	31.12.2042
5,098	14,985	46,208	150,154	516,812	148,354	585,146	1,250,312	-	-	65,812	-	333,981	1,650,105	12.03	763	31.12.2043

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3,207	9,837	31,713	107,959	390,161	170,709	493,396	1,054,265	-	201,491	84,411	-	340,083	1,680,250	12.06	765	31.12.2044
3,686	11,797	39,758	141,793	538,058	148,681	604,124	1,290,863	-	-	66,275	-	344,389	1,701,527	12.03	763	31.12.2045
2,385	7,964	28,063	104,849	417,760	172,934	519,634	1,110,328	-	201,491	66,514	-	349,768	1,728,101	12.03	763	31.12.2046
2,661	9,273	34,161	133,708	559,384	149,033	623,194	1,331,611	-	-	66,740	-	354,847	1,753,198	12.03	763	31.12.2047
1,746	6,350	24,455	100,277	440,497	173,707	540,315	1,154,520	-	201,491	67,029	-	361,112	1,784,152	12.06	765	31.12.2048
1,662	6,308	25,396	109,094	503,190	156,322	580,173	1,239,685	-	100,745	85,324	-	361,801	1,787,555	11.90	755	31.12.2049
1,354	5,361	22,567	101,561	491,866	125,856	543,409	1,161,131	-	-	64,125	-	310,923	1,536,179	10.01	635	31.12.2050
898	3,711	16,330	76,992	391,521	95,883	428,768	916,172	-	-	60,593	-	247,865	1,224,630	7.79	494	31.12.2051
594	2,559	11,772	58,142	310,451	71,667	336,149	718,266	-	-	57,759	-	196,925	972,951	6.06	384	31.12.2052
411	1,851	8,901	46,056	258,209	56,062	276,464	590,735	-	-	55,942	-	164,102	810,779	4.96	315	31.12.2053
304	1,426	7,172	38,875	228,848	47,292	242,921	519,061	-	-	73,497	-	150,368	742,926	4.50	286	31.12.2054
239	1,171	6,155	34,955	216,058	49,490	233,603	499,151	-	-	54,634	-	140,529	694,315	4.17	265	31.12.2055
166	849	4,666	27,762	180,179	38,773	192,612	411,564	-	-	53,407	-	117,992	582,962	3.49	221	31.12.2056
118	630	3,618	22,551	153,679	36,876	167,631	358,187	-	-	52,675	-	104,261	515,122	3.12	198	31.12.2057

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
85	475	2,851	18,613	133,181	30,754	144,213	308,148	-	-	51,975	-	91,385	451,508	2.73	173	31.12.2058
56	323	2,027	13,868	104,196	28,114	116,394	248,705	-	-	69,716	-	80,803	399,223	2.40	152	31.12.2059
42	254	1,665	11,930	94,117	28,113	107,525	229,755	-	-	50,876	-	71,213	351,844	2.11	134	31.12.2060
28	177	1,217	9,136	75,676	22,604	86,457	184,737	-	-	50,246	-	59,630	294,613	1.76	112	31.12.2061
17	110	791	6,218	54,084	16,155	61,789	132,029	-	-	49,510	-	46,067	227,606	1.35	86	31.12.2062
13	89	670	5,516	50,376	15,047	57,553	122,976	-	-	49,382	-	43,738	216,096	1.28	81	31.12.2063
(38)	(270)	(2,116)	(18,261)	(175,102)	-	-	(175,102)	147,001	-	47,281	-	4,867	24,047	0.14	9	31.12.2064
1,200,366	1,987,893	3,458,515	6,771,127	16,336,836	4,645,941	15,632,031	36,614,808	147,001	2,583,286	2,868,758	-	10,512,773	52,726,625	411.2	26,078	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
(709,042)	(721,728)	(735,220)	(749,610)	(765,005)	-	-	(765,005)	-	765,005	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(380,732)	(402,962)	(427,567)	(454,928)	(485,506)	-	-	(485,506)	-	485,506	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
394,668	435,873	483,510	538,948	603,933	57,396	-	661,329	-	23,083	63,242	-	138,612	886,266	9.47	600	31.12.2020
352,391	406,103	470,962	549,960	647,086	133,726	-	780,811	-	-	64,529	-	156,723	1,002,063	10.21	648	31.12.2021
316,079	380,093	460,835	563,759	696,489	148,482	-	844,971	-	-	65,374	-	168,774	1,079,119	10.68	677	31.12.2022
220,077	276,155	350,037	448,606	581,935	174,451	-	756,386	-	201,491	62,145	-	222,641	1,242,663	12.03	763	31.12.2023
244,249	319,812	423,799	569,003	775,022	165,922	-	940,943	-	-	62,292	-	254,582	1,257,818	12.06	765	31.12.2024
155,342	212,243	294,039	413,584	591,496	111,102	246,362	948,960	-	-	62,373	-	256,637	1,267,970	12.03	763	31.12.2025
113,128	161,286	233,601	344,219	516,908	88,823	353,848	959,578	-	-	62,494	-	259,362	1,281,434	12.03	763	31.12.2026
84,589	125,842	190,549	294,151	463,808	72,962	439,682	976,451	-	-	62,686	-	263,693	1,302,830	12.03	763	31.12.2027
69,885	108,487	171,738	277,737	459,823	71,771	467,643	999,237	-	-	62,957	-	269,544	1,331,738	12.06	765	31.12.2028
58,008	93,965	155,511	263,470	458,012	71,231	465,574	994,817	-	-	81,422	-	273,108	1,349,347	12.03	763	31.12.2029
45,093	76,220	131,876	234,068	427,245	120,910	482,212	1,030,367	-	-	63,302	-	277,531	1,371,199	12.03	763	31.12.2030
38,135	67,261	121,665	226,227	433,579	123,492	490,055	1,047,127	-	-	63,493	-	281,832	1,392,452	12.03	763	31.12.2031

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
32,577	59,957	113,383	220,866	444,469	126,745	502,497	1,073,711	-	-	63,807	-	288,658	1,426,177	12.06	765	31.12.2032
27,575	52,957	104,698	213,659	451,465	128,835	510,490	1,090,790	-	-	63,991	-	293,039	1,447,820	12.03	763	31.12.2033
22,906	45,904	94,879	202,842	450,038	134,427	514,153	1,098,618	-	-	82,607	-	299,749	1,480,975	12.03	763	31.12.2034
14,329	29,964	64,748	145,017	337,831	161,096	438,906	937,834	-	201,491	64,545	-	305,496	1,509,365	12.03	763	31.12.2035
16,967	37,022	83,636	196,240	480,020	137,364	543,112	1,160,496	-	-	64,798	-	310,932	1,536,225	12.06	765	31.12.2036
14,287	32,529	76,826	188,846	485,029	138,860	548,835	1,172,725	-	-	64,926	-	314,068	1,551,720	12.03	763	31.12.2037
11,691	27,778	68,585	176,618	476,303	136,254	538,865	1,151,422	-	-	64,683	-	308,600	1,524,706	12.03	763	31.12.2038
9,761	24,200	62,468	168,523	477,198	136,521	539,888	1,153,607	-	-	83,235	-	313,863	1,550,705	12.03	763	31.12.2039
6,222	16,095	43,436	122,760	364,993	163,191	464,643	992,826	-	201,491	65,184	-	319,613	1,579,114	12.06	765	31.12.2040
7,180	19,382	54,684	161,910	505,464	138,946	566,886	1,211,296	-	-	65,367	-	323,968	1,600,630	12.03	763	31.12.2041
6,077	17,118	50,491	156,612	513,371	141,308	575,921	1,230,600	-	-	65,587	-	328,922	1,625,109	12.03	763	31.12.2042
5,144	15,119	46,622	151,500	521,445	143,719	585,144	1,250,309	-	-	65,812	-	333,980	1,650,101	12.03	763	31.12.2043
4,305	13,203	42,565	144,903	523,677	144,386	587,694	1,255,756	-	-	84,411	-	340,083	1,680,250	12.06	765	31.12.2044
3,686	11,796	39,758	141,792	538,055	148,681	604,121	1,290,856	-	-	66,275	-	344,387	1,701,518	12.03	763	31.12.2045

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3,094	10,333	36,409	136,032	542,008	155,880	613,931	1,311,819	-	-	66,514	-	349,768	1,728,101	12.03	763	31.12.2046
2,004	6,983	25,724	100,686	421,234	179,990	528,896	1,130,120	-	201,491	66,740	-	354,847	1,753,198	12.03	763	31.12.2047
2,239	8,141	31,353	128,561	564,745	156,653	634,613	1,356,011	-	-	67,029	-	361,112	1,784,152	12.06	765	31.12.2048
1,865	7,076	28,489	122,383	564,485	156,575	634,316	1,355,377	-	-	85,537	-	365,648	1,806,563	12.03	763	31.12.2049
1,599	6,333	26,656	119,961	580,981	161,503	653,163	1,395,647	-	-	67,471	-	371,283	1,834,400	12.03	763	31.12.2050
1,048	4,328	19,045	89,791	456,606	190,556	569,308	1,216,469	-	201,491	67,725	-	377,009	1,862,695	12.03	763	31.12.2051
1,146	4,942	22,735	112,291	599,576	167,057	674,406	1,441,039	-	-	68,000	-	382,936	1,891,974	12.06	765	31.12.2052
759	3,414	16,422	84,973	476,398	190,449	586,625	1,253,472	-	201,491	68,148	-	386,506	1,909,617	12.03	763	31.12.2053
638	2,997	15,071	81,696	480,925	185,783	586,503	1,253,211	-	201,491	86,671	-	391,141	1,932,513	12.03	763	31.12.2054
625	3,062	16,098	91,416	565,051	174,800	650,847	1,390,699	-	100,745	68,564	-	395,870	1,955,878	12.03	763	31.12.2055
519	2,655	14,590	86,801	563,355	140,857	619,494	1,323,706	-	-	66,145	-	352,690	1,742,541	10.51	666	31.12.2056
357	1,905	10,946	68,223	464,918	111,454	507,034	1,083,406	-	-	62,755	-	290,851	1,437,012	8.55	543	31.12.2057
266	1,482	8,904	58,134	415,976	102,853	456,414	975,244	-	-	61,220	-	263,014	1,299,478	7.65	485	31.12.2058
182	1,056	6,632	45,363	340,818	80,403	370,548	791,769	-	-	77,225	-	220,517	1,089,511	6.36	403	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
134	809	5,313	38,071	300,333	68,310	324,295	692,938	-	-	57,271	-	190,374	940,583	5.45	346	31.12.2060
108	681	4,675	35,100	290,744	65,446	313,340	669,531	-	-	56,933	-	184,348	910,812	5.24	333	31.12.2061
84	556	3,992	31,394	273,051	66,180	298,421	637,651	-	-	56,482	-	176,144	870,278	4.98	316	31.12.2062
66	455	3,413	28,120	256,797	61,325	279,852	597,974	-	-	55,927	-	165,935	819,837	4.67	296	31.12.2063
(30)	(213)	(1,668)	(14,397)	(138,051)	-	-	(138,051)	160,295	-	47,980	-	17,820	88,045	0.52	33	31.12.2064
1,201,279	2,008,675	3,566,912	7,355,885	19,994,131	5,736,675	19,768,538	45,499,344	160,295	2,784,777	2,995,876	-	12,846,212	64,286,503	481.6	30,544	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(709,042)	(721,728)	(735,220)	(749,610)	(765,005)	-	-	(765,005)	-	765,005	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(380,732)	(402,962)	(427,567)	(454,928)	(485,506)	-	-	(485,506)	-	485,506	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
394,668	435,873	483,510	538,948	603,933	57,396	-	661,329	-	23,083	63,242	-	138,612	886,266	9.47	600	31.12.2020
352,391	406,103	470,962	549,960	647,086	133,726	-	780,811	-	-	64,529	-	156,723	1,002,063	10.21	648	31.12.2021
316,079	380,093	460,835	563,759	696,489	148,482	-	844,971	-	-	65,374	-	168,774	1,079,119	10.68	677	31.12.2022
294,448	369,477	468,326	600,205	778,590	173,006	-	951,597	-	-	62,145	-	228,922	1,242,663	12.03	763	31.12.2023
234,784	307,419	407,377	546,955	744,990	162,970	32,983	940,943	-	-	62,292	-	254,582	1,257,818	12.06	765	31.12.2024
149,748	204,601	283,451	398,691	570,196	110,759	268,005	948,960	-	-	62,373	-	256,637	1,267,970	12.03	763	31.12.2025
79,737	113,682	164,652	242,621	364,339	109,454	284,294	758,087	-	201,491	62,494	-	259,362	1,281,434	12.03	763	31.12.2026
84,857	126,241	191,153	295,084	465,278	73,401	437,772	976,451	-	-	62,686	-	263,693	1,302,830	12.03	763	31.12.2027
69,885	108,487	171,738	277,737	459,823	71,771	467,643	999,237	-	-	62,957	-	269,544	1,331,738	12.06	765	31.12.2028
58,008	93,965	155,511	263,470	458,012	71,231	465,574	994,817	-	-	81,422	-	273,108	1,349,347	12.03	763	31.12.2029
45,093	76,220	131,876	234,068	427,245	120,910	482,212	1,030,367	-	-	63,302	-	277,531	1,371,199	12.03	763	31.12.2030
38,135	67,261	121,665	226,227	433,579	123,492	490,055	1,047,127	-	-	63,493	-	281,832	1,392,452	12.03	763	31.12.2031

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
32,577	59,957	113,383	220,866	444,469	126,745	502,497	1,073,711	-	-	63,807	-	288,658	1,426,177	12.06	765	31.12.2032
27,575	52,957	104,698	213,659	451,465	128,835	510,490	1,090,790	-	-	63,991	-	293,039	1,447,820	12.03	763	31.12.2033
23,142	46,377	95,856	204,931	454,672	129,793	514,153	1,098,618	-	-	82,607	-	299,749	1,480,975	12.03	763	31.12.2034
19,992	41,807	90,337	202,330	471,347	134,773	533,204	1,139,325	-	-	64,545	-	305,496	1,509,365	12.03	763	31.12.2035
16,967	37,022	83,636	196,240	480,020	137,364	543,112	1,160,496	-	-	64,798	-	310,932	1,536,225	12.06	765	31.12.2036
14,150	32,219	76,092	187,042	480,395	143,495	548,835	1,172,725	-	-	64,926	-	314,068	1,551,720	12.03	763	31.12.2037
11,578	27,507	67,918	174,899	471,669	140,888	538,865	1,151,422	-	-	64,683	-	308,600	1,524,706	12.03	763	31.12.2038
7,030	17,429	44,990	121,374	343,686	162,845	445,596	952,127	-	201,491	83,235	-	313,865	1,550,718	12.03	763	31.12.2039
8,419	21,779	58,773	166,108	493,875	141,503	558,941	1,194,319	-	-	65,184	-	319,613	1,579,116	12.06	765	31.12.2040
7,114	19,205	54,183	160,425	500,830	143,580	566,886	1,211,296	-	-	65,367	-	323,968	1,600,630	12.03	763	31.12.2041
6,022	16,963	50,035	155,198	508,736	145,942	575,919	1,230,597	-	-	65,587	-	328,921	1,625,105	12.03	763	31.12.2042
5,098	14,985	46,208	150,154	516,812	148,354	585,146	1,250,312	-	-	65,812	-	333,981	1,650,105	12.03	763	31.12.2043
4,267	13,087	42,189	143,621	519,042	149,020	587,694	1,255,756	-	-	84,411	-	340,083	1,680,250	12.06	765	31.12.2044
2,771	8,869	29,892	106,607	404,539	175,003	509,823	1,089,365	-	201,491	66,275	-	344,387	1,701,518	12.03	763	31.12.2045

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3,121	10,421	36,721	137,195	546,641	151,245	613,930	1,311,816	-	-	66,514	-	349,767	1,728,096	12.03	763	31.12.2046
2,639	9,197	33,878	132,601	554,751	153,668	623,195	1,331,614	-	-	66,740	-	354,848	1,753,202	12.03	763	31.12.2047
2,239	8,141	31,353	128,561	564,745	156,653	634,613	1,356,011	-	-	67,029	-	361,112	1,784,152	12.06	765	31.12.2048
1,865	7,076	28,489	122,383	564,484	156,575	634,315	1,355,374	-	-	85,537	-	365,647	1,806,559	12.03	763	31.12.2049
1,232	4,878	20,530	92,393	447,467	187,826	558,867	1,194,159	-	201,491	67,471	-	371,283	1,834,404	12.03	763	31.12.2050
1,354	5,593	24,614	116,046	590,122	164,233	663,605	1,417,960	-	-	67,725	-	377,009	1,862,695	12.03	763	31.12.2051
1,146	4,942	22,735	112,291	599,576	167,057	674,406	1,441,039	-	-	68,000	-	382,936	1,891,974	12.06	765	31.12.2052
964	4,338	20,865	107,961	605,278	168,760	680,921	1,454,959	-	-	68,148	-	386,506	1,909,612	12.03	763	31.12.2053
632	2,968	14,926	80,909	476,292	190,418	586,504	1,253,214	-	201,491	86,671	-	391,142	1,932,517	12.03	763	31.12.2054
691	3,386	17,801	101,091	624,858	168,590	697,996	1,491,444	-	-	68,564	-	395,870	1,955,878	12.03	763	31.12.2055
462	2,359	12,966	77,141	500,659	197,696	614,343	1,312,698	-	201,491	68,834	-	401,710	1,984,734	12.06	765	31.12.2056
394	2,101	12,070	75,230	512,667	193,760	621,443	1,327,870	-	201,491	68,997	-	405,601	2,003,959	12.03	763	31.12.2057
379	2,108	12,664	82,689	591,674	178,668	677,669	1,448,011	-	100,745	69,218	-	410,579	2,028,553	12.03	763	31.12.2058
324	1,883	11,826	80,896	607,787	148,373	665,194	1,421,354	-	-	85,942	-	382,493	1,889,790	10.98	696	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 28.2.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
226	1,372	9,011	64,571	509,389	118,981	552,777	1,181,148	-	-	64,006	-	315,972	1,561,126	8.97	569	31.12.2060
150	950	6,524	48,974	405,662	94,017	439,567	939,246	-	-	60,644	-	253,733	1,253,623	7.15	453	31.12.2061
100	659	4,727	37,178	323,358	69,432	345,538	738,328	-	-	57,863	-	202,043	998,234	5.68	360	31.12.2062
69	472	3,538	29,153	266,234	52,369	280,276	598,879	-	-	55,940	-	166,168	820,987	4.68	297	31.12.2063
(31)	(224)	(1,759)	(15,183)	(145,593)	-	-	(145,593)	160,295	-	47,876	-	15,880	78,458	0.46	29	31.12.2064
1,232,717	2,047,516	3,629,938	7,548,720	21,086,658	6,083,060	21,014,860	48,184,577	160,295	2,784,777	3,033,257	-	13,544,980	67,707,886	501.7	31,819	סה"כ

6. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווה של משאבים ועתודות (מחיר הגז וכמות מכירות הגז)

ליום 28.2.2018 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁴⁹

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	18,033,029	3,834,208	2,232,025	1,378,071	משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	14,657,087	3,084,341	1,742,688	1,020,375
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	22,060,628	3,949,109	2,251,999	1,377,251	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	17,942,845	3,185,619	1,763,838	1,022,705
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	23,263,225	4,013,839	2,290,662	1,408,246	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	18,909,454	3,239,839	1,797,992	1,051,210
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	18,886,001	4,023,617	2,354,952	1,467,374	משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,815,004	2,894,506	1,617,663	928,341
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	23,096,124	4,140,314	2,373,418	1,464,842	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,912,657	2,990,347	1,637,353	929,951
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	24,351,947	4,204,980	2,411,324	1,495,121	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,824,761	3,044,548	1,672,416	959,444
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				

¹⁴⁹ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	19,725,973	4,204,876	2,471,368	1,551,441	(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,975,382	2,702,503	1,490,087	833,800
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר	24,130,041	4,329,821	2,493,267	1,551,021	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר	15,882,044	2,791,724	1,507,576	834,240
(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	25,438,279	4,393,863	2,529,951	1,580,199	(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,736,748	2,845,460	1,543,496	864,844
משאבים מותנים באומדן הגבוה					משאבים מותנים באומדן הגבוה				
(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך	18,027,348	3,832,719	2,231,015	1,377,319	משאבים מותנים באומדן הנמוך	14,662,792	3,085,874	1,743,740	1,021,163
(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	22,054,004	3,947,600	2,250,988	1,376,502	(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	17,949,477	3,187,163	1,764,881	1,023,484
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר	23,256,339	4,012,330	2,289,655	1,407,501	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר	18,916,372	3,241,397	1,799,043	1,051,994
(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					(Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
משאבים מותנים באומדן הגבוה					משאבים מותנים באומדן הגבוה				
(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					(Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15% ¹⁵⁰					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך					משאבים מותנים באומדן הנמוך				
ועתודות מוכחות					ועתודות מוכחות				

¹⁵⁰ ראו הערת שוליים 147 לעיל.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	18,877,473	4,021,392	2,353,447	1,466,257	(Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,823,585	2,896,832	1,619,262	929,541
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	23,086,169	4,138,050	2,371,906	1,463,724	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,922,660	2,992,713	1,638,963	931,157
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	24,341,622	4,202,730	2,409,829	1,494,017	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,835,165	3,046,912	1,674,017	960,641
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%¹⁵¹					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	19,714,649	4,201,941	2,469,389	1,549,974	משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,986,756	2,705,602	1,492,226	835,410
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	24,116,793	4,326,824	2,491,270	1,549,546	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,895,374	2,794,902	1,509,745	835,867
משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	25,424,504	4,390,868	2,527,965	1,578,735	משאבים מותנים באומדן הגבוה (Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,750,607	2,848,646	1,545,664	866,471

¹⁵¹ ראו הערת שוליים 147 לעיל.

(ג)

התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

בדוח העתודות והמשאבים המעודכן לא חל שינוי בכמויות הכוללות של גז טבעי וקונדנסט במאגר ביחס לדוח המשאבים הקודם שפורסם בדוח מיידי מיום 26.9.2017 (קרי, סך עתודות מסוג 1P + סך משאבים מותנים מסוג 1C, סך עתודות מסוג 2P + סך משאבים מותנים מסוג 2C, סך עתודות מסוג 3P + סך משאבים מותנים מסוג 3C). עם זאת, לאור חתימת הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי ממאגר לווייתן ולאור התקדמות במשאבים ומתנים לאספקת גז טבעי מהמאגר, שונה סיווג חלק מהמשאבים באופן הבא: הגדלת עתודות מסוג 2P בדוח הנוכחי בכ- 140 BCF, והגדלת המשאבים המותנים מסוג 2C בקטגוריית שלב א' בכ- 549 BCF, על חשבון המשאבים המותנים בקטגוריית פיתוחים עתידיים מסוג 2C (שהופחת בהתאם בכ- 689 BCF). הגדלת עתודות מסוג 3P בדוח הנוכחי בכ- 30 BCF, והגדלת המשאבים המותנים מסוג 3C בקטגוריית שלב א' בכ- 182 BCF, על חשבון המשאבים המותנים בקטגוריית פיתוחים עתידיים מסוג 3C (שהופחת בהתאם בכ- 212 BCF). יובהר כי לא חל כל שינוי בכמות העתודות מסוג 1P, ובכמות המשאבים המותנים מסוג 1C.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת ה' דוח עתודות ודוח משאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכנו על-ידי NSAI, נכון ליום 28.2.2018, וכן מצורפת כנספת א' לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

(ד) הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20.3.2018 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך

(פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System(2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;

(8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;

(9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

אסי ברטפלד

משאבים מנובאים בחזקות לויתן (ה)

1. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2017, המשאבים המנובאים המצויים בשטח חזקות לויתן הינם כמפורט להלן :

סה"כ חלק השותפות ¹⁵² (Gross)		סה"כ בנכס הנפט (100%) (Gross)		הסתברות	מטרה
נפט (MMBO)	גז (BCF)	נפט (MMBO)	גז (BCF)		
20.5	181.4	45.2	400.1	האומדן הנמוך (Low Estimate)	קרטיקון תיכון
125.8	891	277.5	1,965.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
588.4	3,823.3	1,297.8	8,432.4	האומדן הגבוה (High Estimate)	
22.5	201	49.6	443.4	האומדן הנמוך (Low Estimate)	קרטיקון תחתון
127.9	899.9	282.2	1,984.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
546.1	3,429.2	1,204.4	7,563.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	

2. בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה כי: (1) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט; (2) NSAI לא בחנה חשיפה הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד דוח המשאבים, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים המותנים או על מסחריותם. כמו כן, NSAI מציינת כי דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר, וכי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, ובהנחה כי תהיה בנכס הנפט תגלית, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדת הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה כלכלית.

3. דוח המשאבים הוכן על בסיס סקר סייסמי 3D שבוצע בשנת 2009 על-ידי Petroleum Geo-Services ושעיבודו הושלם בשנת 2010, ואשר עובד מחדש בשנת 2013, וכן על בסיס נתונים שנאספו בקידוח "לוינתן 1" ומידע משדות נפט וגז דומים ו/או סמוכים.

4. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Parameter	Mid-Cretaceous		Lower-Cretaceous	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Gross Rock Volume (Acre-feet)	2,572,271	28,967,372	2,976,639	24,804,310
Net-to-Gross Ratio (Decimal)	0.10	0.70	0.10	0.70
Porosity (Decimal)	0.12	0.22	0.12	0.22
Oil Saturation (Decimal)	0.55	0.75	0.55	0.75
Gas Saturation (Decimal)	0.55	0.75	0.55	0.75
Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB)	2.00	1.40	2.00	1.40
Initial Gas Formation Volume Factor (RB/MCF)	0.42	0.49	0.42	0.49
Oil Recovery Factor (Decimal)	0.10	0.45	0.10	0.45
Gas Recovery Factor (Decimal)	0.50	0.70	0.50	0.70
Gross Thickness (feet)	170	379	213	428

Parameter	Mid-Cretaceous		Lower-Cretaceous	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Area (Acres) ¹⁵³	15,141	76,449	13,997	57,892

5. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בתהליך: הסיכונים המשמעותיים

הכרוכים בקידוח למטרות העמוקות במאגר לויתן הינם בעיקרם סיכונים טכניים תפעוליים, לרבות: סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה, בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה, ככל שיהיו. במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לתגלית מסחרית הינם, בין היתר, שנקבוביות ומוליכות סלע המאגר לא תהיינה גבוהות דיין על מנת לאפשר זרימה בכמות בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות וסיכונים הכרוכים בפיתוח התגלית ועוד. לדיון בגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות אקספלורציה ראו סעיף 7.29 להלן.

6. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הגיאולוגיים הכרוכים בתהליך האקספלורציה בקידוח האמור, ואומדן ההסתברות להמצאות הידרוקרבונים (נפט ו/או גז טבעי) הינם כדלקמן:

Parameter	Mid-Cretaceous (%)	Lower-Cretaceous (%)
Trap Integrity	85	85
Reservoir quality	40	55
Source evaluation	55	55
Migration / Timing	80	80
Total	15	21

יודגש כי בדוח המשאבים הוערכה כל מטרה בנפרד ואין כל תלות בין המטרות.

7. אומדן להסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית: נכון למועד דוח

המשאבים, אין ביכולתה של השותפות ליתן אומדן סטטיסטי להסתברות לפיתוח המטרות לשם הפקה מסחרית. עם זאת, ניתן להעריך כי השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים כאמור הוא השוק

153 אקר (באנגלית Acre) היא יחידת מידה לשטח המשמשת בשיטת המדידה האנגלית. על פי שיטה זו, אקר אחד שווה לכ- 4,050 מטר רבוע.

המקומי והבינלאומי בהינתן תגלית נפט והשוק הבינלאומי בהינתן תגלית גז טבעי. לפיכך, בוחנת השותפות חלופות שונות למסחר ההידרוקרבונים (ככל שיתגלו ושיופקו), ובכלל זה את האפשרות לייצוא הנפט ו/או והגז הטבעי, ככל שיתגלו, ומכירתם בשוק הבינלאומי. יצוין כי במסגרת בחינת פוטנציאל ההפקה המסחרית עשויה להיבחן האפשרות לשלב את פיתוח התגלית, ככל שתהיה תגלית באחת או יותר מהמטרות בהמשך העבודות בקידוח, עם תוכניות הפיתוח של משאבי הגז הטבעי שדווחו בחלקו העליון של הקידוח (קרי, בשכבות האוליגומיוקניות). כמו-כן, יצוין כי אם יתגלו במטרות הנ"ל או במי מהן כמויות נמוכות יחסית של גז טבעי ו/או נפט יתכן ופיתוח כלכלי יחייב פיתוח משותף של מספר תגליות תוך ניצול תשתית אזורית. לפרטים אודות שוק הגז המקומי ראו סעיפים 6 ו-7.12 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז ראו סעיף 7.12.2 להלן.

8. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים: הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים בעיקר על תוצאות סקר סייסמי תלת-ממדי, על נתונים שנאספו בקידוח "לויתן 1" וכן על ידע כללי ביחס לשכבות ולמאגרים דומים.

9. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט בדוח המשאבים הנוכחי לא חל כל שינוי בהערכת המשאבים המנובאים בחזקות לויתן. ההבדלים בין דוח המשאבים הנוכחי לבין דוח המשאבים הקודם אשר פורסם ביום 15.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-006325) נובעים מהשינוי בשיעור החזקה של השותפות בלבד עקב מיזוג השותפויות. לפני המיזוג החזיקה השותפות בשיעור של 22.67% ולאחר המיזוג מחזיקה השותפות בשיעור של 45.34%.

אזהרה – אין ודאות כי חלק כלשהו מהמשאבים הפוטנציאליים שצוינו אכן יתגלה. אם יתגלה, אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק חלק כלשהו מהמשאבים. המידע הפרוספקטיבי אינו בגדר הערכה אודות עתודות ומשאבים מותנים אותם ניתן יהיה להעריך רק לאחר קידוח האקספלורציה, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים במטרות השונות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות הנ"ל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי שיתגלו (אם יתגלו) ושיופקו בפועל (אם יופקו), עשויות להיות

שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם למערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף בזה **כנספת ו'** דוח משאבים מנובאים בחזקת לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2017, וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 20.3.2018 ;
2. ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System(2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;

9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

אסי ברטפלד

7.5 רשיון רועי

לשותפות אופציה לרכוש מ-Edison International S.P.A (להלן: "Edison") אופציה שהוענקה לה על-ידי רציו לרכישת זכויות השתתפות בשיעור כולל של 20% (מתוך 100%)¹⁵⁴ ברשיון 399/רועי (להלן: "רשיון רועי"), והכל כמפורט בסעיף 7.25.14 להלן.

יצוין, כי Edison זכאית לממש את האופציה כאמור עד 15 יום לאחר שבעלי הזכויות ברשיון רועי יחליטו לאשר תוכנית עבודה ותקציב בקשר עם ביצוע קידוח ניסיון ראשון ברשיון הנ"ל (להלן בסעיף זה: "החלטת הקידוח"), ואילו השותפות רשאית לממש את האופציה שניתנה לה כאמור עד 14 יום לאחר קבלת החלטת קידוח כאמור. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטת קידוח.

יובהר כי השותפות טרם מימשה את האופציה ואין כל וודאות כי תממשה. מימוש האופציה, אם וככל שימומש, יהא כפוף לכל האישורים הרגולטוריים הנדרשים, לרבות אישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על ההגבלים העסקיים.

נכון למועד פרסום הדוח, רשיון רועי הינו זניח לכלל פעילות השותפות, ולפיכך, מובא תיאור מצומצם יותר של רשיון רועי, כדלקמן:

7.5.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	רועי
מיקום:	הים התיכון
שטח:	כ-400,000 דונם
סוג נכס הנפט:	רשיון
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	15.4.2013
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	14.4.2016-
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	3.12.2016, 18.8.2015
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	14.4.2018
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך עד שבע שנים מיום ההענקה עם אפשרות במקרה של תגלית להאריך בשנתיים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	Edison
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- רציו (70%). - Edison (20%). למיטב ידיעת השותפות, Edison היא חלק מקבוצת Edison Group, בשליטת EDF

¹⁵⁴ החל מהשלמת מיזוג השותפויות, מיום 17.5.2017 מחזיקה השותפות באופציה ל- 20% ברשיון רועי. לפני המיזוג, השותפות החזיקה באופציה ל- 10% ואבנר החזיקה באופציה ל- 10%.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
[Electricité de France] Group הזדמנות ישראלית מקורות אנרגיה – שותפות מוגבלת (להלן: "הזדמנות ישראלית")¹⁵⁵ (10%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בהזדמנות ישראלית, הזדמנות ישראלית – חיפושי נפט וגז בע"מ, הינו חברה בשליטת Capernaum Finance SA (35.3%) ואורי אלדובי יחד עם רוני הלמן (בעקיפין ובמישרין) (35.3%). בין בעלי המניות כאמור קיים הסכם בעלי מניות.	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
נכון למועד פרסום הדוח, השותפות טרם רכשה זכויות השתתפות ברשיון רועי.	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות מחזיקה באופציה לרכישת 20% מזכויות השתתפות ברשיון רועי.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
כאמור, לשותפות אופציה בלבד בנכס הנפט ולפיכך בשלב זה לא מיוחסות לשותפות הכנסות ביחס לרשיון רועי.	ציון השיעור בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט בהנחה כי תחזיק ברשיונות:

7.5.2 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיון רועי

- (א) נכון למועד פרסום הדוח, השותפות צופה שלא יהיו לה הוצאות ברשיון רועי ולכן בטבלה שבסעיף קטן (ב) להלן לא הובאו פרטים בדבר חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות ברשיון כאמור.
- (ב) להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון רועי מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת
2015	- עודכן הפענוח והוגש פרוספקט לקדיחה, אשר כולל תיאור של המטרות לקדיחה, תחזית גיאולוגית ותכנית הנדסית. - הוגש דוח על משאבים מנובאים למטרות שהוגדרו ברישיון על-פי דרישות ה-PRMS. - המשך עיבוד הנתונים של הסקר הסייסמי התלת מימדי והגשת כל מוצרי העיבוד והדוחות הנלווים על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט.
2016	- בוצעה אנליזה משולבת של כלל הנתונים הגיאולוגיים והגיאופיסיים בשטח הרשיון לאור העבודות שנעשו והוגש דוח הכולל תיאור גיאולוגי וגיאופיסי עדכני של מטרת הקדיחה ברשיון. - הוגש דוח מסכם בדבר ניתוח פרטני של לחץ הנקבובים וגרדיינט שבירת המסלע בעומקי האתר המיועד לקידוח בעזרת החומר הסייסמי התלת מימדי וחומרים נוספים והוגש דוח מסכם. - הוגש פרוספקט גיאולוגי והנדסי מעודכן לקידוח לאור תוצאות כל העבודות שבוצעו. - הוגש לממונה מסמך סביבתי בהתאם לתכנית העבודה ברישיון רועי.

¹⁵⁵ הזדמנות ישראלית הינה שותפות מוגבלת העוסקת בחיפושי גז ונפט בישראל. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד פרסום הדוח, החזקותיהם של כלל בעלי העניין בהזדמנות ישראלית (למעט החזקות קרנות נאמנות וקופות גמל) קטנות מ-24%.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת
2017	- הוגש דוח הערכת משאבים מנובאים בעקבות שינוי הגבולות ברישיון רועי (שאושר ביום 23.5.2017). - המשך עבודות גיאולוגיות ופענוח סייסמי. - המשך עבודות הכנה לקראת קידוח אפשרי.
2018 ואילך	בהתאם לתכנית העבודה המחייבת ברישיון נדרש לבצע את הפעולות כדלקמן: - עד ליום 15.3.2018 - חתימת חוזה עם קבלן קידוח והעברתו לממונה.¹⁵⁶ - עד ליום 15.9.2018 - תחילת קידוח בשטח רישיון רועי.¹⁵⁷ - שלושה חודשים מסיום הקידוח - הגשת דוח מסכם של תוצאות הקידוח.

יובהר, כי לאור העובדה שלשותפות אופציה בלבד ברישיון רועי, ואין לה גישה למידע של העסקה המשותפת, תיאור הפעולות שבוצעו או של תוכנית העבודה המתוכננת, העלויות ולוחות הזמנים של הפעולות האמורות, מבוססים על פרסומים פומביים של רציו בלבד. יובהר כי מימוש האופציה שניתנה לשותפות ורישום זכויותיה בספר הנפט, אם וכאשר יוחלט על כך, יהיה כפוף לאישורים רגולטוריים רלוונטיים לרבות אישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על ההגבלים, אשר אין כל וודאות שיתקבלו.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – התיאור לעיל בענין הפעולות המתוכננות ברישיון רועי, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוע, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, ומבוסס על פרסומים פומביים של רציו בלבד. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות הזמנים והעלויות עשוי להיות שונה מהותית מהמפורט לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.6 זכויות בקפריסין

7.6.1 רקע

ביום 22.1.2009 נחתם הסכם (כפי שתוקן ביום 2.3.2010) בין השותף הכללי בשותפות לבין השותף הכללי באבנר, לבין Noble Energy International Ltd (להלן: "נובל קפריסין"), לפיו התחייבה נובל קפריסין להעביר לשותף הכללי של כל אחת מהשותפויות כאמור 15% בהסכם זכיון (Production Sharing Contract) מיום 24.10.2008 (להלן: "הסכם הזיכיון" או "ה-PSC") המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12 (להלן: "בלוק 12") וברישיון חיפוש שהוענק לנובל קפריסין על-פי הסכם הזיכיון (להלן: "הרישיון" או "הרישיון בבלוק 12" ו-"הסכם ההעברה" או "ההעברה", בהתאמה).

¹⁵⁶ ביום 15.3.2018 פרסמה רציו כי פנתה מבעוד מועד יחד עם המפעילה ברישיון אל הממונה על ענייני הנפט בבקשה לעדכן את לוחות הזמנים בתוכנית העבודה, באופן שמועד תחילת קידוח הניסיון יידחה.

¹⁵⁷ ראו הערת שוליים 156 לעיל.

בהמשך לאמור לעיל, נחתם הסכם ביום 21.8.2011 בין נובל קפריסין לבין השותף הכללי בשותפות, בשמו ובשם השותפות לבין השותף הכללי באבנר, בשמו ובשם אבנר, המתקן את הסכם ההעברה, לפיו נקבע כי בכפוף לקבלת אישור רשויות קפריסין יעבירו כל אחד מהשותפים הכלליים בשותפות ובאבנר את כל זכויותיו, חביותיו והתחייבויותיו על-פי הסכם ההעברה, לשותפות ולאבנר.

ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברשיון האמור, ועל כן החל ממועד זה, השותפות הינה צד להסכם הזיכיון ומחזיקה באופן ישיר ב-15% מהרשיון. החל מהשלמת המיזוג בין השותפות לאבנר, ביום 17.5.2017 מחזיקה השותפות באופן ישיר ב-30% מהרשיון.

יצוין, כי ביום 18.1.2016 ניתן אישור הרשויות בקפריסין למכירת 35% מזכויות נובל בהסכם הזיכיון וברשיון האמור ל- BG Cyprus Limited (להלן: "BG Cyprus"), ועל כן ממועד זה, BG Cyprus הינה צד להסכם הזיכיון ומחזיקה באופן ישיר ב-35% מהרשיון.

7.6.2 פרטים כלליים אודות בלוק 12

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	בלוק 12
מיקום:	שטח ימי במים הכלכליים של קפריסין הממוקם כ-35 ק"מ צפונית מערבית למאגר לווייתן ¹⁵⁸
שטח:	כ-386 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רשיון חיפוש שניתן בכפוף ל-PSC
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	24.10.2008
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	24.10.2011
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	23.10.2011, 20.8.2013 ו-19.5.2014
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	23.5.2016. ביום 20.4.2016 הגישו השותפים בקשה לרשיון הפקה. לפרטים ראו סעיף 7.6.3 (ד) להלן.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ראו סעיף 7.6.3 (ד) להלן.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל קפריסין
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל קפריסין (35%). - BG Cyprus (35%) למיטב ידיעת השותפות, BG Royal Dutch Cyprus הינה חברת בת (בשרשור) של Shell Plc. (להלן: "Shell"), חברת אנרגיה העוסקת בכל תחומי הפעילות של תעשיית הגז והנפט הפועלת ביותר מ-70 מדינות בעולם. - השותפות (30%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	22.1.2009 ¹⁵⁹
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-30% ברשיון.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפרטים ראו סעיף 7.6.8 להלן.
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ-89,045 אלפי דולר

7.6.3 להלן פרטים נוספים אודות רשיון החיפוש בבלוק 12 והסכם הזיכיון

(א) הרשיון מקנה לבעלי הזכויות בבלוק 12 את הזכות לבצע פעולות חיפוש ו/או הערכה בשטח הרשיון לתקופה בת 3 שנים עם אפשרות להארכה בשתי תקופות נוספות שלא תעלינה על שנתיים כל אחת, בכפוף לתנאים שנקבעו בהסכם הזיכיון (להלן: "תקופות הרשיון" ו-"תקופת הרשיון", בהתאמה). עם כל הארכה כנ"ל מחויבים בעלי הזכויות בפרויקט לוותר על 25% משטח הרשיון המקורי. יצוין כי ביום 24.5.2014 החלה תקופת הרשיון השנייה (אשר הסתיימה ביום 23.5.2016).

¹⁵⁸ יצוין כי מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רשיון 370/ישי אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. נכון למועד פרסום הדוח, ממשלות ישראל וקפריסין נמצאות במגעים להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה.

¹⁵⁹ כפי שצוין לעיל, ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברשיון לשותפות.

- (ב) פעולות החיפושים ו/או הערכה כאמור לעיל יבוצעו בהתאם לתוכנית העבודה, שנקבעה בהסכם הזיכיון בכל אחת מתקופות הרשיון.
- (ג) בהסכם הזיכיון נקבעו הוראות בקשר לאופן ביצוע וניהול פעולות החיפושים, הפיתוח וההפקה בבלוק 12 תוך מתן עדיפות לישויות קפריסאיות או של האיחוד האירופאי ביחס לרכישת ציוד ו/או העסקת ו/או הכשרת כוח אדם לביצוע הפעולות כאמור.
- (ד) במקרה ובעלי הזכויות בפרויקט יגיעו לממצא מסחרי של נפט ו/או גז טבעי, אזי הם זכאים לקבל בשטח מסוים מתוך שטח הרשיון זכות להפיק נפט ו/או גז, לפי הענין, לתקופה של 25 שנים עם אפשרות הארכה לתקופה נוספת של 10 שנים, וזאת בכפוף לתוכנית פיתוח והפקה שתאושר על-ידי רפובליקת קפריסין (להלן: "**רישיון הפקה**"). יצוין, כי בימים 5.6.2015 ו-10.6.2015 הגישו השותפים במאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין, הודעה על הכרזת מסחריות ומתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה, בהתאמה. עוד יצוין כי ביום 20.4.2016 הגישו השותפים ברשיון תוכנית מעודכנת לפיתוח המאגר בד ובד עם הגשת בקשה לרישיון הפקה וכי ביום 21.9.2017 הגישו השותפים ברשיון פרקים מעודכנים בנושאים הנדסיים טכניים מתוך התוכנית לפיתוח המאגר. עם מועד סיום רישיון החיפוש הוחזרו לממשלת קפריסין שטחי החיפוש שאינם נכללים בשטח מאגר אפרודיטה. למיטב הבנת השותפות, בהתבסס על חוות דעת משפטית של יועציה המשפטיים, בתקופת הביניים שלאחר מועד סיום רישיון החיפוש וטרם קבלת רישיון הפקה, כאמור לעיל, עומדת לשותפים ברישיון הזכות לקבלת רישיון הפקה בשטח מאגר אפרודיטה, וזאת עם אישור תוכנית הפיתוח (אם וככל שתאושר). נכון למועד הדוח, פועלים השותפים במאגר אפרודיטה מול ממשלת קפריסין לקבלת האישורים הנ"ל ובמסגרת זו פועלים להגשת עדכון לתוכנית הפיתוח. בתוך כך מתקיימים מגעים בין השותפים במאגר אפרודיטה לבין ממשלת קפריסין בנוגע לעדכון הסכם הזיכיון, לרבות בחינת האפשרות לעדכון מנגנון התנאים הפיסקליים.
- (ה) בעלי הזכויות מחויבים להתחיל בפעולות פיתוח תוך 6 חודשים לאחר קבלת אישור רפובליקת קפריסין לתוכנית הפיתוח האמורה.
- (ו) תשלומים לרפובליקת קפריסין
1. רפובליקת קפריסין זכאית לקבל בונוסים חד פעמיים מבעלי הזכויות בבלוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים, העשויים להסתכם בסך של 9 מיליון דולר (בגין 100%).
 2. בעלי הזכויות בבלוק 12 יחלקו את הגז הטבעי ו/או הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם רפובליקת קפריסין בהתאם

לקצב ההפקה היומי הממוצע של הגז הטבעי ו/או הנפט, ככל שיופק¹⁶⁰
כדלקמן :

ביחס לנפט המופק :

תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ¹⁶¹			מחיר לחבית (בדולר)		
			עד 50	מ- 50.01 ועד 100	מעל 100
			חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)		
			60%	63%	65%
			63%	67%	72%
			70%	75%	80%
			77%	80%	83%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 50,000 (כולל)			83%	85%	85%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 50,001 ועד 100,000 (כולל)					
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 100,001 ועד 150,000 (כולל)					
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 150,001 ועד 200,000 (כולל)					
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוה מ- 200,000					

ביחס לגז המופק :

תפוקה יומית ממוצעת (באלפי רגל מעוקב) ¹⁶²		חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 150,000 (כולל)		55%	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 150,001 ועד 300,000 (כולל)		60%	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 300,001 ועד 600,000 (כולל)		65%	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 600,001 ועד 900,000 (כולל)		70%	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 900,001 ועד 1,200,000 (כולל)		75%	
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוה מ- 1,200,000		80%	

(ז) חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז הטבעי ו/או בנפט המופק יבוצע כל שנה מההכנסות ממכירת גז טבעי ו/או נפט שיוותרו לאחר קיזוז הוצאות בעלי הזכויות בפרויקט בלוק 12 בגין חיפושים, הערכה, פיתוח, הפקה ותפעול

¹⁶⁰ רפובליקת קפריסין רשאית לקבל את חלקה בגז הטבעי ו/או בנפט המופק, כולו או חלקו, בעין.

¹⁶¹ החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המובאות בטבלה.

¹⁶² החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המובאות בטבלה.

(להלן: **"הוצאות בלוק 12"**)¹⁶³ בשיעור של עד 55% מסך הכנסות הגז שיופק ועד 49% מסך הכנסות הנפט (להלן: **"תפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות"**). במקרה בו ההוצאות יהיו גבוהות מהתפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות, כל עודף יועבר לשנה הבאה עד לכיסוי מלא של ההוצאות או עד לסיום ההסכם הזיכיון. הוצאה שלא כוסתה במועד סיום הסכם הזיכיון לא תוחזר.

(ח) ההוצאות המוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות לפי הסכם הזיכיון כאמור לעיל, כפופות לאישור רפובליקת קפריסין, וכוללות, בין היתר, הוצאות ישירות בגין חיפוש והערכה, הוצאות בגין העסקת עובדים וקבלני משנה, השכרת משרדים, עלויות בקשר עם דרישות חקיקה הנוגעות לאיכות הסביבה, עלויות חומרים, הוצאות ביטוח, הוצאות משפטיות, עלויות בגין הכשרת עובדים, הוצאות הנהלה וכלליות של המפעילה בקשר עם הפרויקט וכן כל הוצאה סבירה אחרת אשר נדרשת לפעילות חיפושים סבירה ויעילה. יצוין, כי הוצאות בקשר עם הקמה ותפעול של מתקן ייצוא אינן מוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות.

(ט) הבונוסים כמפורט בסעיף 7.6.3(ו)1 לעיל אינם נכללים בהוצאות הניתנות לקיזוז כאמור לעיל.

(י) תשלום חלקה של רפובליקת קפריסין בגז ו/או הנפט המופק מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שהיה על בעלי הזכויות לשלם לרפובליקת קפריסין. (יא) כמו כן, רשאית רפובליקת קפריסין, תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב, לחייב את בעלי הזכויות בבלוק 12 למכור לה גז מהתפוקה שאינה מיועדת לכיסוי החזר הוצאות בכפוף לעמידת בעלי הזכויות בבלוק 12 בהתחייבויותיהם על-פי הסכמים לאספקת גז טבעי, ככל שיחתמו.

(יב) סיום הסכם הזיכיון

1. רפובליקת קפריסין רשאית לבטל את הסכם הזיכיון במתן הודעה מוקדמת של 3 חודשים או 6 חודשים כמפורט בהסכם הזיכיון, בהתקיים אחד מהתנאים הבאים: (א) הפרת הוראות החוק הקפריסאי והתקנות שפורסמו על-פיו; (ב) פיגור בתשלום לרפובליקת קפריסין במשך 3 חודשים רצופים; (ג) הפרת תוכנית הפיתוח במשך 6 חודשים רצופים למעט עקב אירוע "כוח עליון" כהגדרתו בהסכם הזיכיון; (ד) בהתייחס לתקופת ההפקה, הפסקה רצופה בהפקה במשך חודשיים רצופים או שיבוש בהפקה במשך 6 חודשים רצופים עקב סיבה שלא אושרה על-ידי רפובליקת קפריסין למעט עקב "סיבה מוצדקת" או אירוע "כוח עליון" כהגדרתם בהסכם הזיכיון; (ה) אי

¹⁶³ ההכרה בהוצאות בלוק 12 נערכת בכל שנה במסגרת תקציב המוגש לאישור לרפובליקת קפריסין כחלק מהליך אישור תוכנית העבודה השנתית מכח הסכם הזיכיון.

יכולת פיננסית או טכנית של צד להסכם הזיכיון לעמוד בהתחייבויותיו על-פי הסכם הזיכיון כתוצאה מקורות אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של כל אחד מהצדדים להסכם הזיכיון (או חברות האם שלהן) או כל מקרה אחר אשר תוצאתו הינה ירידה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד הצדדים להסכם הזיכיון באופן מהותי ממצבו בעת חתימת הסכם הזיכיון.

2. בעלי הזכויות בפרויקט זכאים לוותר על זכויותיהם ביחס לכל שדה נפט ו/או גז בשטח הרשיון לאחר מתן הודעה מוקדמת בת 6 חודשים לרפובליקת קפריסין.

(יג) מתן ערבות ביצוע לרפובליקת קפריסין

כתנאי לביצוע העברת הזכויות לשותפות כאמור, דרשה רפובליקת קפריסין, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, כי תומצא ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום של דלק אנרגיה לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא ההתחייבויות השותפות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "**הערבות**"). הערבות נדרשה, בהתאם להסכם הזיכיון, מכל אחד מבעלי הזכויות ברשיון. בהתאם, נובל קפריסין המציאה אף היא ערבות מחברת האם שלה (להלן: "**נובל חברת האם**").

בהמשך להעברת הזכויות, התקבלה דרישה מרפובליקת קפריסין, להחליף את ערבות דלק אנרגיה בערבות קבוצת דלק. ביום 18.4.2013 חתמה קבוצת דלק על הערבות חלף ערבותה של דלק אנרגיה באותם תנאים (להלן: "**הסכם הערבות**"), והכל כמפורט להלן:

1. בגין העמדת הערבות על-ידי קבוצת דלק משלמת השותפות עמלה על בסיס שנתי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף. העמלה השנתית המשולמת על-ידי השותפות עומדת על סך של 490 אלפי דולר בחמש השנים הראשונות ממועד העמדת הערבות, ומהשנה השישית ועד 25 שנים ממועד העמדת הערבות, תעמוד על סך של 368 אלפי דולר. במידה ויפחת שיעור ההחזקה של השותפות בבלוק 12, הרי שסכום העמלה ירד באופן יחסי לירידה בהחזקה בנכס. כמו כן, במקרה ובו תשוחרר קבוצת דלק מן הערבות באופן מוחלט, אם בגין מציאת ערב חלופי או בגין מכירה של הזכויות בבלוק 12 על-ידי השותפות, מוסכם בין השותפות לקבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר.

2. החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכנית/ות עבודה חדשה/ות בבלוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבלוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף עם נובל

קפריסין (להלן: "תוכנית עבודה בבלוק 12")¹⁶⁴, בהיעדר: (1) ביטוח המכסה הוצאות השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כסוי לנזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר ואחריות כלפי צד ג')¹⁶⁵; (2) אישור כדון של האורגנים המוסמכים בשותפות לתנאי ההתקשרות עם קבוצת דלק, כמפורט לעיל ולהלן ולהסדרים בענין תשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות לקבוצת דלק. (יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, אושרה תוכנית עבודה בבלוק 12 לשנת 2018 בהיקף של כ- 9 מיליון דולר (בגין 100% מהזכויות)).

3. בנוסף, התחייבה השותפות כי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף יחולו ההוראות כדלקמן:

א. במקרה בו תמכור השותפות את זכויותיה בבלוק 12, תפעל השותפות לשחרר את קבוצת דלק מהערבות, או מחלקה היחסי (במקרה של מכירה חלקית של הזכויות) וזאת במסגרת מכירה כאמור, והכל בכפוף לאמור בהסכם הזיכיון ולהחלטות הרשויות בקפריסין בעניין. יצוין כי מכירת חלק מהזכויות בבלוק 12 תתאפשר רק בכפוף להגעה להסדרי חלוקת אחריות ושיפוי הדדי עם הקונה הפוטנציאלי של חלק מהזכויות כאמור, בגין חלקו היחסי.

ב. לקבוצת דלק תהא הזכות לדרוש מהשותפות, בהודעה בכתב, בכל עת ולפי שיקול דעתה, כי תגרום לשחרורה מהערבות. במקרה של דרישה כאמור מתחייבת השותפות לבצע את הפעולות הדרושות לשם שחרורה של קבוצת דלק מהערבות, לרבות אם וככל שיידרש לשם שחרור קבוצת דלק מהערבות כאמור, מכירת זכויותיה כולן או חלקן, בבלוק 12 ואו ויתור עליהן, וזאת ללא צורך בקבלת אישורים נוספים בשותפות. במקרה של דרישה כאמור, מתחייבת השותפות כי בתוך 12 חודשים ממועד מתן הדרישה בכתב, תגרום לשחרור קבוצת דלק מהערבות או לחילופין תחתום על הסכם למכירת הזכויות בבלוק 12. במקרה של מכירה כאמור, מתחייבת השותפות להשלים את המכירה בתוך 6 חודשים ממועד חתימת הסכם המכירה.

¹⁶⁴ השותפות תמסור לקבוצת דלק הודעה מראש על כל כוונה לאשר תוכנית עבודה בבלוק 12. ¹⁶⁵ השותפות התקשרה בפוליסות ביטוח המכסות אותה בגין נזק תאונתי ובלתי צפוי בקשר עם הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well) וכן בביטוח אחריות כלפי צד ג' בקשר עם הפעילות בבלוק 12.

ג. השותפות תשפה את קבוצת דלק בגין נזק מכל סוג שהוא ו/או הוצאות מכל סוג שהן ו/או תשלומים בהם נשאה קבוצת דלק (לרבות הוצאות ו/או שכ"ט עורכי דין ו/או שכ"ט מומחים), וזאת בגין מימוש הערבות ו/או תביעה ו/או דרישה, שעילתה בקשר לערבות ו/או מימושה, ללא כל הגבלה בסכום. מבלי לגרוע מהאמור לעיל, קבוצת דלק תמסור לשותפות, ללא כל דיחוי, הודעה בדבר הגשת התביעה ו/או הדרישה כאמור עם קבלתה אצלה ותאפשר לשותפות ו/או למי מטעמה לנהל הגנה משפטית ראויה והנדרשת לדעת השותפות בנסיבות העניין כנגד כל דרישה ו/או תביעה כאמור ו/או משא ומתן לפשרה כאמור ו/או להקטין את הנזק ככל שיעלה בידה.

4. הואיל והתחייבויות השותפות ונובל קפריסין על-פי הסכם הזיכיון הינן ביחד ולחוד, נחתם בין קבוצת דלק לבין נובל חברת האם, ולבין חברת האם של BG Cyprus, בנוגע לחלוקת אחריות ושיפוי הדדי ביניהן בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזה ההחזקה של השותפות, נובל קפריסין ו-BG Cyprus בזכויות בבלוק 12 (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**"). ההסכם, קובע, בין היתר, כי:

א. כל צד להסכם יהיה אחראי בגין נזק או חבות הקשורים לפעילות בבלוק 12, בהתאם לשיעור השתתפותו של התאגיד שבגינו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12 (דהיינו: קבוצת דלק בשיעור של 30%, נובל חברת האם בשיעור של 35% וחברת האם של BG Cyprus בשיעור של 35%).

ב. לפיכך, כל צד להסכם התחייב לשפות או לשחרר מחבות את הצד השני, בגין נזק ו/או חבות הקשורים לפעילות בבלוק 12 שהינם מעבר לשיעור השתתפותו של התאגיד שבגינו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12 (להלן: "**ההתחייבות לשיפוי**").

ג. התחייבות הצדדים כאמור אינה מוגבלת בסכום או בהיקף לכיסוי הביטוחי של השותפות, נובל קפריסין ו-BG Cyprus במסגרת פעילותם בבלוק 12.

ד. כל צד להסכם התחייב לקבל ממבטחו ויתור על זכות שיבוב כנגד הצד השני להסכם בגין נזק או חבות הקשורים לפעילותו בבלוק 12.

ה. בהסכם נקבע מנגנון בוררות מחייב לפתרון מחלוקות בין הצדדים.

ו. ההסכם יהיה בתוקף עד לסיומו של הסכם התפעול המשותף החל על בלוק 12, בכפוף להתחשבות סופית בין הצדדים בקשר להסכם.

7.6.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט

זהות מבצע הפעולה	תקופה בה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
נובל קפריסין	2011-2012	הכנות לביצוע קידוח הניסיון "אפרודיטה A-1", ביצוע הקידוח האמור וכן ניתוח של תוצאות הקידוח והכנה לקראת ביצוע קידוח הערכה ¹⁶⁶ .	-

7.6.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 עד למועד פרסום הדוח קוימה במלואה¹⁶⁷.

7.6.6 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט ¹⁶⁸ (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹⁶⁹ (באלפי דולר)
2015	- ביום 5.6.2015 הגישו השותפים במאגר אפרודיטה, הודעה על הכרזת מסחריות למאגר אפרודיטה מכוח הסכם הזיכיון. - ביום 10.6.2015 הגישו השותפים במאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין מתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה במתכונת המפורטת בסעיף 7.6.11 להלן. - המשך בחינת חלופות שונות לפיתוח של מאגר אפרודיטה. - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברשיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. - בחינת מיקום אפשרי של קידוח הערכה, והיקף פעולות ההערכה בו והיערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרשיון. - המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח הרשיון, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק.	כ-12,348 כ-585 כ-5,666	כ-3,731 כ-176 כ-1,700

¹⁶⁶ ביום 2.10.2013 הסתיים קידוח ההערכה "אפרודיטה A-2" אשר החל ביום 7.6.2013.

¹⁶⁷ יצוין, כי ביום 28.1.2016 הודיעה ממשלת קפריסין אודות ויתורה על הדרישה לביצוע קידוח נוסף מחוץ לגבולות ממצא אפרודיטה, בהתאם לתוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12, וזאת כנגד תשלום בסך של 6 מיליון דולר, בו נשאה המפעילה כחלק מהשלמת העברת הזכויות מנובל קפריסין ל-BG Cyprus.

¹⁶⁸ הסכומים לשנים 2015-2017 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

¹⁶⁹ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בבלוק 12 לאחר המיזוג, קרי 30%.

היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (בתקציב (באלפי דולר) ¹⁶⁹	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁶⁸	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקופה
כ-1,418 - כ-246	כ-4,728 - כ-821	- ביום 20.4.2016 הגישו השותפים תוכנית מעודכנת לפיתוח מאגר אפרודיטה במתכונת המתוארת בסעיף 7.6.11 להלן בד בבד עם בקשה לקבלת רשיון הפקה. - המשך בחינת חלופות שונות לפיתוח של מאגר אפרודיטה. - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברשיון, בין השאר, תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. - בחינת מיקום אפשרי של קידוח הערכה, והיקף פעולות ההערכה בו והיערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרשיון. - המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח הרשיון, בין השאר, לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק.	2016
כ-441	כ-1,471	- הגשת עדכון לתוכנית הפיתוח. - ביום 21.9.2017 הגישו השותפים פרקים מעודכנים בנושאים הנדסיים וטכניים לתוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה. נכון למועד פרסום דוח זה, טרם התקבל אישורה של ממשלת קפריסין לתוכנית הפיתוח ולבקשה לקבלת רשיון הפקה כאמור. - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברשיון, בין השאר, תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. - בחינת מיקום אפשרי של קידוח הערכה, והיקף פעולות ההערכה בו והיערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרשיון. - המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח הרשיון, בין השאר, לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק.	2017
כ-2,698 כ-750,000 עד כ-1,050,000	כ-8,994 ¹⁷⁰ כ-2,500,000 עד כ- ¹⁷¹ 3,500,000	- המשך בחינת חלופות שונות לפיתוח מאגר אפרודיטה. - קבלת החלטת השקעה סופית (FID) ופיתוח מאגר אפרודיטה במתכונת המפורטת בסעיף 7.6.11 להלן. - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברשיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה. - בחינת מיקום אפשרי של קידוח הערכה, והיקף פעולות ההערכה בו. - המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח הרשיון, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. - היערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרשיון.	2018 ואילך

¹⁷⁰ נכון למועד פרסום הדוח, התקציב הנ"ל אושר על-ידי השותפים בבלוק 12.

¹⁷¹ נכון למועד פרסום הדוח, תוכנית הפיתוח כאמור טרם אושרה על-ידי ממשלת קפריסין.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בבלוק 12 (כולל פיתוח מאגר אפרודיטה), לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצועם, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותף הכללי לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססות כולן על הערכות שקיבל השותף הכללי מהמפעילה. ביצוע תוכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות כפוף לאישור השותפים ועשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

7.6.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבלוק 12

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	30%	30%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.6.2 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט					לפרטים ראו סעיף 7.6.8 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים בנכס הנפט	30.3%-31.2%	30.3%-31.2%	101%-104%	101%-104%	לפרטים ראו סעיף 7.6.9 להלן.

7.6.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12

בהתאם ל-PSC, רפובליקת קפריסין זכאית לחלק מהגז המופק בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הגז הטבעי, לאחר קיזוז הוצאות פיתוח והפקה שהוציאו בעלי הזכויות בבלוק 12 בשיעור של עד 55% מסך הגז שיופק, ככל שיופק (להלן בסעיף זה: "**הוצאות השותפות**" ו-"**קצב ההפקה**", בהתאמה)¹⁷². לאור העובדה שחלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12 תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד פרסום הדוח, שכן טרם הסתיימו פעולות הערכת המאגר וטרם גובשה תוכנית פיתוח, הרי שלא ניתן לקבוע נכון למועד פרסום הדוח את השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12. לאור האמור לעיל, מתכבדת השותפות להציג שש דוגמאות תיאורטיות בלבד לאופן חישוב השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות בהכנסות מבלוק 12 כאשר קצב ההפקה היומי הממוצע של גז טבעי עומד

¹⁷² יצוין, כי הקיזוז ההוצאות כאמור יבוצע באופן שנתי.

על 1,200,000 MCF ,900,000 MCF ,600,000 MCF ,300,000 MCF ,150,000 MCF ו-1,400,000 MCF.

למען הסר ספק יובהר, כי הנתונים המובאים להלן הינם בגדר דוגמאות תיאורטיות בלבד, ולפיכך קצב ההפקה בפועל של גז טבעי מבלוק 12 עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בדוגמאות ובהתאם גם חלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק. כמו כן, במסגרת הדוגמאות להלן, חישוב תמלוג לצדדים קשורים ושלישיים נעשה בהנחה שהתמלוג משולם מתוך חלקה של השותפות (נטו) בנכס הנפט, לאחר חלוקת הגז, שיופק, בין רפובליקת קפריסין לשותפות בהתאם להוראות ה-PSC. יצוין, כי נושא זה טרם נבחן על ידי השותפות והצדדים הזכאים לתמלוג, ועל-כן אין כל ודאות שזה יהיה אופן חישוב התמלוג. במידה ואופן החישוב כאמור יהיה שונה, יקטן השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כאמור בדוגמאות שהוצגו להלן בשיעור של בין 0.334% ל-1.763%. בנוסף, יצוין כי חישוב התמלוג לצדדים קשורים ושלישיים נעשה לפני ניכוי "התפוקה המיועדת לכיסוי הוצאות" כאמור בסעיף 7.6.3(ז) לעיל, בדומה לאופן בו מחושב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז שהופק. במידה ואופן חישוב תמלוג לצדדים קשורים ושלישיים בניכוי הוצאות כאמור יהיה שונה, עשוי השיעור המיוחס בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט לגדול.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 150,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷³	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁴	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁵	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	24.75%	24.75%	49.5%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין ראו, סעיף 7.6.3(ו)

¹⁷³ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁷⁴ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁷⁵ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 150,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁵	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁶	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁷	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
				לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	75.25%	75.25%	50.50%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.58%	22.58%	15.15%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(1.02%)	(2.14%)	(1.44%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.56%	20.44%	13.71%	

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 300,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁶	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁷	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁸	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	25.88%	25.88%	51.75%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את

¹⁷⁶ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁷⁷ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁷⁸ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקת יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 300,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁶	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁷	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁸	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
				תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין ראו, סעיף 7.6.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	74.13%	74.13%	48.25%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.24%	22.24%	14.48%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(1.00%)	(2.11%)	(1.38%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.24%	20.13%	13.10%	

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 600,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁷⁹	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁰	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸¹	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	27.56%	27.56%	55.13%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.6.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	72.44%	72.44%	44.88%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	21.73%	21.73%	13.46%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(0.98%)	(2.06%)	(1.28%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה וביעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	20.75%	19.67%	12.18%	

¹⁷⁹ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸⁰ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸¹ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 900,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸²	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸³	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁴	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות תיאורטיות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	28.88%	28.88%	57.75%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.6.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	71.13%	71.13%	42.25%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	21.34%	21.34%	12.68%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	0.96%	2.03%	(1.20%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	20.38%	19.31%	11.47%	

¹⁸² לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸³ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸⁴ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 1,200,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁵	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁶	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁷	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	30.09%	30.09%	60.19%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.6.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	69.91%	69.91%	39.81%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	20.97%	20.97%	11.94%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(0.94%)	(1.99%)	(1.13%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה וביעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	20.03%	18.98%	10.81%	

¹⁸⁵ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸⁶ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸⁷ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקת יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 1,400,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁸	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁸⁹	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁹⁰	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	30.94%	30.94%	61.88%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.6.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	69.06%	69.06%	38.13%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	30%	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	20.72%	20.72%	11.44%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(0.93%)	(1.97%)	(1.09%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר ההשקעה וביעור של 6.5% לאחר החזר ההשקעה. תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3%.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	19.79%	18.75%	10.35%	

¹⁸⁸ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁸⁹ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.6.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁹⁰ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

7.6.9 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש

ופיתוח בבלוק 12

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.	1%-4%	המפעיל
	101%-104%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט
	30%	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	30.3%-31.2%	סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב מהוצאות החיפוש (לפרטים ראו סעיף 7(ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.	30.3%-31.2%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט

7.6.10 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש ופיתוח בבלוק 12 (באלפי

דולר)¹⁹¹

מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאות הישירות והעקיפות)	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ¹⁹²	פריט
-	כ-176	כ-7,276	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015

¹⁹¹ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בבלוק 12 לאחר המיזוג, קרי 30%.

¹⁹² לרבות עלויות שבגין אינם משולמים תשלומים למפעיל.

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט¹⁹²</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2016	כ-3,132	כ-82	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2017	כ-1,890	כ-72	-

7.6.11 תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה

- (א) נכון למועד פרסום הדוח, התוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה שהוגשה לאישור ממשלת קפריסין¹⁹³ כוללת בחינת אספקת גז טבעי לשוק המקומי בקפריסין, בין אם בצנרת למתקן קבלה בחוף בקפריסין או לחילופין באמצעות אספקת גז לקפריסין, וכן יצוא של גז טבעי בצנרת לשווקים אחרים ובכללם השוק המצרי, באמצעות הקמת מתקן הפקה עצמאי צף בשטח מאגר אפרודיטה, בעל יכולת הפקה מקסימלית משוערת של כ-800 MMCF ליום (להלן: "המתקן הצף" ו-"תוכנית הפיתוח", בהתאמה).
- (ב) לפי הערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות התכנות טכנו-כלכליות, לרבות ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח, ללא עלות בניית הצנרות אל שווקי היעד, מוערכת בסכום של כ-2.5 עד כ-3.5 מיליארד דולר (במונחי 100%).
- (ג) גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לאישור התוכנית כאמור על-ידי ממשלת קפריסין ושותפי בלוק 12, קבלת רשיון הפקה מכוח הסכם הזיכיון, ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), הסדרים מסחריים לפיתוח הצנרות, חתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי והתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, אישורים רגולטורים וכן ביצוע הסדרים מימוניים. יצוין, כי הסכמי אספקה לשווקי היעד עשויים להיות מותנים, בין היתר, בחתימה על הסכמי מסגרת בין-ממשלתיים בין קפריסין למצרים.
- (ד) תוכנית הפיתוח המעודכנת כפופה, בין היתר, לאישור ממשלת קפריסין. ככל שאישור כאמור יתקבל במהלך שנת 2018, וככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, המועד המתוכנן לתחילת אספקת גז טבעי ממאגר אפרודיטה הינו לכל המוקדם במהלך שנת 2022.
- (ה) יודגש כי תוכנית הפיתוח המוזכרת לעיל, לרבות הערכת התקציב ולוח הזמנים הינם ראשוניים בלבד, וזאת היות וטרם הושלמו, בין היתר,

¹⁹³ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבל אישורה של ממשלת קפריסין לתוכנית הפיתוח.

הבדיקות הטכנו-כלכליות, התכנון ההנדסי המלא (FEED), וגיבוש ההסדרים המסחריים והמימוניים של הפרויקט.

(ו) כמו כן, השותפים בבלוק 12 בוחנים במקביל אפשרויות נוספות לפיתוח מאגר אפרודיטה, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים הישראלי, לרבות מאגר לויתן, ו/או שיתוף בתשתיות הולכת גז וכן בוחנים אפשרות לשימוש בתשתיות קיימות באיזור.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין מתכונת תוכנית הפיתוח, לוח הזמנים, עלויות וקצבי הפקה במאגר אפרודיטה הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות של השותף הכללי בשותפות לגבי מתכונת תוכנית הפיתוח, לוח זמנים, עלויות וקצבי הפקה במאגר אפרודיטה המתבססים כולם על הערכות שקיבל השותף הכללי בשותפות מהפעילה. מתכונת הפיתוח, לוח הזמנים, עלויות וקצבי הפקה במאגר אפרודיטה בפועל עשויים להיות שונים מהותית מהערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בהתקיימות התנאים המתלים לעיל, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפרויקט, בביצוע בפועל של הפרויקט ומכלול של גורמים נוספים הקשורים בביצוע תוכנית הפיתוח.

7.6.12 משאבים מותנים ומנובאים בבלוק 12

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ושהוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), נכון ליום 31.12.2017, חלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה¹⁹⁴ שבשטח בלוק 12 הוכחו על-ידי קידוח "אפרודיטה A-1" וקידוח "אפרודיטה A-2" (הן קידוח "אפרודיטה A-2" שבשטח מאגר אפרודיטה והן קידוח "אפרודיטה A-2" שבשטח רישיון ישי), ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים, בעוד שחלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט, בתאי-שבר סמוכים לתא השבר בו בוצע הקידוח האמור, לא הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים.

(א) משאבים מותנים

1. נתוני כמויות¹⁹⁵

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2017, המשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

¹⁹⁴ יצוין, כי מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רישיון 370/ישי (להלן: "רישיון ישי") אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רישיון ישי.

מטרה	ההסתברות	סה"כ (100%) גז בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹⁹⁶ (Gross)	
		גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels
חולות A	האומדן הנמוך (Low Estimate)	14.9	0.0	4.5	0.0
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	79.6	0.2	23.9	0.1
	האומדן הגבוה (High Estimate)	96.5	0.2	28.9	0.1
חולות C	האומדן הנמוך (Low Estimate)	1558.4	2.6	467.5	0.8
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	2112.4	4.2	633.7	1.3
	האומדן הגבוה (High Estimate)	2737.2	6.0	821.2	1.8
חולות D1U	האומדן הנמוך (Low Estimate)	77.7	0.1	23.3	0.0
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	588.4	1.2	176.5	0.4
	האומדן הגבוה (High Estimate)	856.0	1.9	256.8	0.6
חולות D1L	האומדן הנמוך (Low Estimate)	109.7	0.2	32.9	0.1
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	437.3	0.9	131.2	0.3
	האומדן הגבוה (High Estimate)	541.6	1.2	162.5	0.4
חולות D2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	125.2	0.2	37.6	0.1
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	309.5	0.6	92.9	0.2
	האומדן הגבוה (High Estimate)	448.2	1.0	134.5	0.3

2. בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים המותנים מותנים, בין היתר, באישור פרויקט לרבות תוכנית פיתוח וצפי סביר למכירות גז טבעי. לפרטים בדבר הודעה על הכרזה על מסחריות ומתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה אשר הגישו השותפים במאגר לממשלת קפריסין ראו סעיף 7.6.3(ד) לעיל. כמו כן, מצוין כי הדוח אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס הנפט וכי בהתבסס על פיתוח מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית.

לאור העובדה שחלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12 תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד פרסום הדוח, הרי שלא ניתן לקבוע נכון למועד פרסום הדוח את שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) במשאבים. לפיכך, בטבלה לעיל נכלל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) לפני ניכוי חלקה של רפובליקת קפריסין בהתאם להוראות ה-PSC ולפני תשלום תמלוגים.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

(ב) משאבים מנובאים

1. נתוני כמויות¹⁹⁷

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2017, המשאבים המנובאים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה, הינם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ¹⁹⁸		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.0	1.8	0.0	6.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A
0.0	3.7	0.0	12.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	4.5	0.0	15.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	10.4	0.1	34.8	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות C
0.0	14.2	0.1	47.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	18.4	0.1	61.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.1	36.0	0.2	119.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1U
0.2	127.4	0.8	424.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.4	175.8	1.3	586.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.1	47.6	0.3	158.6	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1L
0.2	109.7	0.7	365.7	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.3	151.3	1.1	504.3	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	17	0.1	56.6	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2
0.1	50.5	0.3	168.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
1.1	516	3.8	1,719.9	האומדן הגבוה (High Estimate)	

2. דוח המשאבים הוכן על בסיס סקרים סייסמים 3D שבוצעו בשנים 2009 ו-2013 על-ידי Petroleum Geo-Services ושאוחדו ועובדו מחדש

הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רשיון ישי.
לפני ניכוי חלקה של רפובליקת קפריסין בהתאם להוראות ה-PSC ולפני תשלום תמלוגים.

לאחרונה בשנת 2014, על בסיס נתונים שנאספו בקידוחי "אפרודיטה A-1" ו-"אפרודיטה A-2" שבשטח מאגר אפרודיטה, ובקידוח "Aphrodite-2" שבשטח רשיון ישי וכן על-ידי השוואה למאגרים סמוכים ולמאגרים דומים בעולם.

3. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

מאחר שהמשאבים המנובאים במאגר מצויים בשני תאי שבר נפרדים, להלן מוצגים הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים בכל אחד מתאי השבר בנפרד:

תא השבר המרכזי (Central)

Gross Rock Volume (Acre*Feet)			Gross Thickness (feet)			Area (Acres)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
278,606	415,292	515,602	80	88	88	3,503	4,721	5,872	חולות D1U
682,605	790,073	860,233	141	143	145	4,846	5,530	5,948	חולות D1L
168,518	249,302	1,631,647	67	86	266	2,498	2,901	6,138	חולות D2

Net-to-Gross (decimal)			Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
0.37	0.51	0.57	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	חולות D1U
0.17	0.26	0.31	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	חולות D1L
0.28	0.37	0.52	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	חולות D2

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)			Gas Recovery Factor (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	
378	378	378	0.60	0.65	0.70	חולות D1U
378	378	378	0.60	0.65	0.70	חולות D1L
379	379	379	0.60	0.65	0.70	חולות D2

תא השבר הדרום מערבי

Gross Rock Volume (Acre*Feet)			Gross Thickness (feet)			Area (Acres)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
50,690	50,690	50,690	21	21	21	2,424	2,424	2,424	חולות A
66,322	66,322	66,322	106	106	106	623	623	623	חולות C
500	81,128	81,128	16	84	84	31	964	964	חולות D1U
19,407	42,653	67,014	69	90	98	280	474	685	חולות D1L
117	117	128,163	8	8	129	15	15	990	חולות D2

Net-to-Gross (decimal)			Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
0.13	0.19	0.23	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	חולות A
0.37	0.41	0.53	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	חולות C
0.37	0.51	0.57	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	חולות D1U
0.17	0.26	0.31	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	חולות D1L
0.28	0.37	0.52	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	חולות D2

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)			Gas Recovery Factor (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	
375	375	375	0.60	0.65	0.70	חולות A
378	378	378	0.60	0.65	0.70	חולות C
378	378	378	0.60	0.65	0.70	חולות D1U
378	378	378	0.60	0.65	0.70	חולות D1L
379	379	379	0.60	0.65	0.70	חולות D2

4. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך קשורים בהוכחת ממצא מסחרי וכוללים, בין היתר, עלויות הערכה ופיתוח של המאגר. כמו כן, קיימים סיכונים בהוכחת המשאבים המנובאים שבתאי השבר שטרם נקדחו. לפירוט גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושים, ראו סעיף 7.29 להלן.

5. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון בקידוח וכן אומדן סטטיסטי של ההסתברות הגיאולוגית להמצאות גז טבעי בתאי השבר בהם מצויים המשאבים המנובאים הינם כדלקמן (באחוזים):

תא השבר המרכזי (Central)

מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
חולות D1U	100	95	100	100	90
חולות D1L	100	95	100	100	95
חולות D2	100	95	100	100	95

תא השבר הדרום מערבי

מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ

70	100	100	70	100	חולות A
95	100	100	95	100	חולות C
90	100	100	90	100	חולות D1U
80	100	100	80	100	חולות D1L
95	100	100	95	100	חולות D2

6. אומדן להסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית : לפרטים ראו סעיפים קטנים (2)-(4) לעיל.

7. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים : הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים בעיקר על נתונים שנאספו בקידוחי "אפרודיטה A-1" ו-"אפרודיטה A-2" שבשטח מאגר אפרודיטה ובקידוח "Aphrodite-2" שבשטח רשיון ישי, על תוצאות הסקר הסייסמי התלת-מימדי וכן על מידע כללי ביחס למטרות ולמאגרים דומים.

(ג) בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכלל זה, כי :

1. ההערכות ביחס למשאבים המותנים לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח;
2. NSAI לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם;
3. NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות סביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים לא ידוע לה על חבות אפשרית הקשורה לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם;
4. המשאבים המתוארים בדוח המשאבים מצויים באתר שלא פותח, ועל כן ההערכה מבוססת על אומדני גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גיאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

(ד) התאמה בין נתוני דוח המשאבים לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

בדוח המשאבים הנוכחי לא חל כל שינוי בהערכת המשאבים המותנים והמנובאים בבלוק 12. ההבדלים בין דוח המשאבים הנוכחי לבין דוח המשאבים הקודם אשר פורסם בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2014 שפורסם ביום 18.3.2015 (מס' אסמכתא : 2015-01-054526) נובעים מהשינוי בשיעור ההחזקה של השותפות בלבד עקב מיזוג השותפויות. לפני המיזוג

החזיקה השותפות בשיעור של 15% ולאחר המיזוג מחזיקה השותפות בשיעור של 30%.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

אזהרה – אין ודאות כי חלק כלשהו מהמשאבים האפשריים, שצוינו, אכן יתגלה. אם יתגלה, אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק חלק כלשהו מהמשאבים. המידע הפרוספקטיבי אינו בגדר הערכה אודות עתודות ומשאבים מותנים אותם ניתן יהיה להעריך רק לאחר קידוח הניסיון, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים והמנובאים במאגר אפרודיטה הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה מהקידוחים במאגר אפרודיטה ומקידוחים במאגרים סמוכים והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI, אשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו (אם יופקו) בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת ז'** דוח משאבים מותנים ומנובאים של בלוק 12 שהוכן על-ידי NSAI נכון ליום 31.12.2017 וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20.3.2018 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו, נמסרו כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים

המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- (2007) Resources Management Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;

(8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות;

(9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

אסי ברטפלד

7.7 רשיון אלון D

7.7.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
אלון D	שם נכס הנפט:
נכס ימי המצוי כ-50 קילומטר צפונית מערבית לחופי העיר נהריה	מיקום:
כ-400 קמ"ר	שטח:
רשיון; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
1.3.2009	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
29.2.2012	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
18.1.2015, 31.3.2015, 24.8.2015 ו-21.8.2017	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
21.4.2020 ראו סעיף 7.7.2 להלן.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
-	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציון את תקופת ההארכה האפשרית:
נובל	ציון שם המפעיל (Operator):
- נובל (47.059%). - השותפות (52.941%).	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	199 -
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-52.941% ברשיון אלון D.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 43.94% לאחר החזר ההשקעה – 41.29%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ-469 אלפי דולר ²⁰⁰

7.7.2 עמידה בתנאי תוכנית העבודה ברשיון אלון D

ביום 16.2.2016 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפים ברשיון כי תוקפו של רשיון אלון D יפוג ביום 1.3.2016 וכי אי קבלת האישורים הנדרשים לקדיחה לפי דין מטעם רשויות נוספות, אין בה משום עילה להארכת רשיון אלון D מעבר לתקופה הקבועה בחוק הנפט. ביום 25.2.2016 הגישו השותפים ברשיון ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. ביום 21.8.2017 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיון על החלטתו, לפיה הרשיון ימשיך להיות בתוקף למשך 32 חודשים מיום החלטת שר האנרגיה כאמור, בכפוף לתנאים, כדלקמן, בהם על השותפים ברישיון לעמוד בתוך זמן סביר: (א) השותפים ברישיון יבהירו לממונה, בכתב וללא שיהוי, כי הם מכירים בכך שכרגע עדיין מתקיימות באזור נסיבות של מניעת קידוחים, אשר תקפות עד להודעה חדשה, וכי בעתיד אין כוונה להכיר במניעות נוספת באזור כעילה שתחייב הקפאות נוספות של הרישיון; (ב) השותפים יתחייבו לעריכת סקר סביבתי בתוך 18 חודשים, על מנת להתאים את תנאי הרישיון המתמשך לסטנדרטיים המקובלים בשנת 2017; (ג) השותפים יאשררו מחדש את מחויבותם לקדוח, תוך זמן סביר בנסיבות העניין, מרגע שיינתן אור ירוק לביצוע הקידוחים. ביום 18.9.2017 העבירו השותפים ברשיון מכתב לשר האנרגיה הכולל הבהרות, התחייבויות ואישורים כאמור. ביום 16.1.2018 העבירה המפעילה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה מעודכנת ברישיון אלון D.

7.7.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיון אלון D

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון אלון D מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

¹⁹⁹ רשיון אלון D הינו חלק מהרשיונות שניתנו ביום 1.3.2009 חלק היתר מוקדם 198/אלון.
²⁰⁰ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות ברשיון אלון D לאחר המיזוג, קרי 52.941%.

<u>תקופה</u>	<u>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</u>	<u>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) 201</u>	<u>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) 202</u>
2015	המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים בחזקה, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים.	כ- 228	כ- 125
2016	בשטח הרשיון אותר מבנה גיאולוגי, בשכבות דומות לאלו שנקדחו ברישיונות סמוכים, שעשוי להכיל כמויות משמעותיות של גז טבעי. עם זאת, לאור סמיכות המאגר לגבול המים הכלכליים של ישראל ולבנון הובהר לשותפות ולמפעילה ברשיון כי לא תאושר, בשלב זה, תכנית לביצוע קידוח חיפוש ברשיון. לפיכך, ביקשה המפעילה ברשיון מהממונה על ענייני הנפט להכריז על קיומו של "כוח עליון", המונע מהשותפים ברשיון תכנון ומימוש של תכנית עבודה הכוללת, בין היתר, ביצוע קידוח.	-	-
2017	- המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי, והנדסי של מסד הנתונים הקיים בחזקה, בין היתר, תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים. - רכישה של סקר סייסמי חדש.	כ- 35 כ- 500	כ- 19 כ- 250
2018 ואילך	- המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי, והנדסי של מסד הנתונים הקיים בחזקה, ובכלל זה, החומר הסייסמי החדש, בין היתר, תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים. - הצגת הניתוח הגיאולוגי לממונה על ענייני הנפט. - דיון עם משרד האנרגיה בקשר עם עריכת סקר סביבתי. - קדחת קידוח ניסיון בשטח הרישיון ככל שתקבל החלטה לבצעו, וככל שיתקבלו האישורים המתאימים לבצעו.	כ- 100,000	כ- 55,000

7.7.4 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות ברשיון אלון D

<u>שיעור השתתפות</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסברים</u>
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של הנכס הנפט	52.941%	52.941%	100%	100%	ראו תיאור ההחזקות בסעיף 7.7.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	43.94%	41.29%	83%	78%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.5 להלן.

²⁰¹ הסכומים לשנים 2015-2017 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.
²⁰² העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות ברשיון אלון D לאחר המיזוג, קרי 52.941%.

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה	הסברים
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים בנכס הנפט	53.47%-55.058%	53.47%-55.058%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.6 להלן.

7.7.5 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מרשיון אלון D

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.12(ג) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	87.50%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	52.941%	52.941%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	46.32%	46.32%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):			
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(2.38%)	(5.03%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 1.5% לפני החזר השקעה ושיעור של 6.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ²⁰³ תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 3% מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. ²⁰⁴ אופן חישוב השיעור

²⁰³ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה וקבוצת דלק.

²⁰⁴ הצדדים הזכאים לתמלוגים הם כהן פיתוח ואחרים שאינם צדדים קשורים.

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים</u>
			האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.12 להלן.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	43.94%	41.29%	

7.7.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש

ברשיון אלון D

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות במסגרת של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר ההוצאות הישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	52.941%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	53.47%-55.058%	
<u>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):</u>		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפוש בנכס הנפט	53.47%-55.058%	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב מהוצאות החיפוש (לפרטים ראו סעיף (ב) 7 לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

7.7.7 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים בנכס הנפט (באלפי דולר)²⁰⁵

<u>פרט</u>	<u>סה"כ שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט²⁰⁶</u>	<u>מתוכו, שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות והעקיפות)</u>	<u>מתוכו, שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015	כ-125	כ-14	כ-5
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2016	כ-2	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2017	כ-35	-	כ-1

להלן פרטים בדבר נכסי נפט שלשותפות טובת הנאה מהם

7.8 חזקות תנין וכריש

7.8.1 כללי

לאור החלטת הממשלה לאשרור מתווה הגז, ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות ואבנר לבין חברת Energean Israel Limited (להלן: "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות, אבנר ונובל בחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן ביחד: "חזקות תנין וכריש"), תמורת תשלום המהווה החזר הוצאות העבר שהושקעו בחזקות על-ידי השותפות, אבנר ונובל בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות.²⁰⁷ לאחר התקיימות כל התנאים המתלים ביום 26.12.2016 הושלמה העסקה והועברו מלוא הזכויות בחזקות לאנרג'יאן. לפרטים נוספים אודות ההסכם ראו סעיף 7.25.15 להלן.

נכון למועד פרסום הדוח, רואה השותפות בטובת הנאה מחזקות תנין וכריש כנכס נפט זניח לתוצאות פעילות השותפות ולעסקיה, וזאת לאחר בחינת הערך הנוכחי של סך ההכנסות הצפויות להערכת השותפות מזכותה לקבלת תמלוגים מחזקות כריש ותנין מתוך סך הערך הנוכחי של תזרימי המזומנים הצפויים, לרבות פרוייקט תמר ופרוייקט לויתן ובצירוף עלות השקעת השותפות בפרוייקט בלוק 12 בקפריסין. בנוסף, גם מבחינה איכותית יש לראות בנכס כזניח, וזאת לאור העובדה כי זכויות השותפות בחזקות תנין וכריש הינן פסיביות, וכי אין לה יכולת להשפיע על הפעילות בהן.

²⁰⁵ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות ברשיון אלוך D לאחר המיזוג, קרי 52.941%.

²⁰⁶ לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

²⁰⁷ לפי פרסום משרד האנרגיה ביום 25.4.2017 העניק משרד האנרגיה לאנרג'יאן שטר חזקה לחיפוש והפקת נפט בשטח החזקות.

לאור סיווגה של טובת ההנאה בחזקות כנכס נפט זניח, מובא להלן תיאור מצומצם יותר של חזקות תנין וכריש.

7.8.2 יצוין כי, התיאור המובא להלן מבוסס, בעיקרו, על מידע שנכלל בתשקיף הנפקה ורישום למסחר בבורסה בלונדון שפרסמה Energean Oil & Gas plc (שהינה למיטב ידיעת השותפות בעלת השליטה באנגריאן) בחודש מרץ 2018, ואשר אין ביכולת השותפות לאמת את נכונות הפרטים המובאים בו באופן עצמאי (להלן: "תשקיף אנרגי'אן").

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חזקת תנין חזקת כריש
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ-130-80 קילומטר מערבית לחופי העיר נהריה
שטח:	השטח הכולל של שתי החזקות יחדיו הינו כ-500 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	24.12.2015 בתוקף מיום 11.8.2014 (תוקן ביום 25.4.2017)
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	10.8.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	10.8.2044
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ב-20 שנים נוספות, בכפוף לחוק הנפט.
ציון שם המפעיל (Operator):	אנרגי'אן
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	50% אנרגי'אן 50% Kerogen Capital (למיטב ידיעת השותפות, Kerogen Capital היא קרן השקעות פרטית בינלאומית המתמחה בסקטור הנפט והגז הגלובלי).
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות זכאית לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל") ולפני מועד החזר ההשקעה; 2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה; 3.22% עם תחילת תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ-32,221 אלפי דולר ²⁰⁸

²⁰⁸ ההשקעה האמורה הינה מהתקופה טרום המכירה, בה הוחזק נכס הנפט באופן ישיר על-ידי השותפות; העלות המפורטת מציגה את העלות המשותפת של השותפות ואבנר.

7.8.3

תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בחזקות תנין וכריש

למיטב ידיעת השותפות, תכנית הפיתוח של תגליות הגז הטבעי "כריש" ו"תנין" שהגישה אנרגיאן לממונה לענייני הנפט, אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2017 (להלן בסעיף זה: **"תוכנית הפיתוח"**), כאשר בשלב הראשון יפותח שדה 'כריש' ובהמשך יפותח שדה 'תנין'.²⁰⁹

על-פי תשקיף אנרגיאן, כמויות המשאבים המותנים באומדן הטוב ביותר (2C) במאגרי כריש ותנין הינן כ- BCF 1,631 גז טבעי וכ- BCF 786 גז טבעי, בהתאמה, וכן 28.7 ו- 4.1 מיליון חביות נוזלים פחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי), בהתאמה. כמו כן, על פי תשקיף אנרגיאן, התקציב הכולל המשוער של תוכנית הפיתוח, לתקופה שבין הרבעון הראשון לשנת 2018 לבין תחילת ההפקה המסחרית בשנת 2021, עומד על כ- 2,066 מיליוני דולר ארה"ב. יצוין כי השותפות, כבעלת זכות לתמלוגים, אינה נושאת בהוצאות תכנית הפיתוח האמורות.

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקות תנין וכריש מיום 1.1.2015 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<u>חזקת כריש</u>			
<u>תקופה</u>	<u>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת</u>	<u>תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)²¹⁰</u>	<u>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)²¹¹</u>
2015	המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים בחזקה, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים.	כ-143	כ-78 ²¹¹
2016	מכירת זכויות השותפות בחזקת כריש, בהתאם להוראות מתווה הגז, כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)1 להלן.	-	-
2017	- אישור תוכנית הפיתוח של מאגרי כריש ותנין - התקשרויות עם ספקים וקבלנים - עריכת סקר סביבתי.	-	-
2018 ואילך	על פי תכנית הפיתוח של מאגרי כריש ותנין שהגישה אנרגיאן למשרד האנרגיה, ולפי תשקיף אנרגיאן, ב- 2018 ואילך מתוכננות, בין היתר, הפעולות הבאות: - קבלת החלטת השקעה סופית - תכנון וייצור של FPSO (Floating Production Storage and Offloading) בעל כושר הפקה של כ-8 BCM בשנה וכ-0.8 מיליון חביות נוזלים פחממניים, שיחובר באמצעות צינור 24 אינץ' לחוף דור. - פיתוח ראשוני של מאגר כריש, ובכלל זה קדיחת והשלמת שלוש בארות הפקה, החל	ראו לעיל תקציב משוער לתוכנית הפיתוח	-

https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson_development

²⁰⁹

הסכום לשנת 2015 הינו סכום שהוצא בפועל ובוקר במסגרת הדוחות הכספיים.

²¹⁰

המצוין בטבלה מייצג את העלות לאחר מיזוג השותפויות, קרי העלות המשותפת של השותפות ואבנר.

²¹¹

חזקת כריש			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ²¹⁰	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	- מהרבעון השני לשנת 2019, בכפוף לקבלת החלטת השקעה סופית עד ליום 1.7.2018. - תכנון, ייצור והנחה של מערכת ההולכה התת-ימית שתחבר את בארות ההפקה של מאגר כריש אל ה-FPSO. - תחילת הזרמה מסחרית של גז ונוזלים פחממניים ממאגר כריש בשנת 2021.		

חזקת תנין			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ²¹²	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2015 ²¹³	המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים בחזקה, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים.	כ-143	כ-78 ²¹⁴
2016	מכירת זכויות השותפות בחזקת תנין, בהתאם להוראות מתווה הגז, כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)1 להלן.	-	-
2017	אישור תוכנית הפיתוח של מאגרי תנין וכריש. על פי תשקיף אנרגיאן ולפי תוכנית הפיתוח, מאגר תנין יפותח בשלב שני, לאחר פיתוח מאגר כריש (כמפורט לעיל) ובהתאם ללוח זמנים שטרם נקבע.	-	-
2018 ואילך	על-פי תוכנית הפיתוח בתשקיף אנרגיאן, לאחר פיתוח שדה כריש ובהתאם, בין היתר, לביקושים בשוק, תפקוד הבארות וביצועי המערכת, יפותח שדה תנין, בין היתר, באמצעות הפעולות הבאות: - קדיחת והשלמת בארות הפקה. - תכנון, ייצור והנחה של מערכת הולכה תת-ימית שתחבר את בארות ההפקה אל ה-FPSO.	ראו לעיל תקציב משוער לתוכנית הפיתוח	-

7.9 פעילות שהופסקה

להלן טבלה המרכזת נכסי נפט עיקריים שהוחזרו, הועברו או פקעו בשנים האחרונות:

שם הנכס	מועד פקיעת הזכות	סיבת הפקיעה
רשיון 337/אביה	31.12.2011	פקע. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.6(ב) להלן.

²¹² הסכום לשנת 2015 הינו סכום שהוצא בפועל ובוקר במסגרת הדוחות הכספיים.

²¹³ הסכומים המפורטים בשנת 2015 לא כוללים עדכון תקציב (קישור) בסך של כ-1,362 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-748 אלפי דולר).

²¹⁴ הסכום המצוין בטבלה מייצג את העלות לאחר מיזוג השותפויות ובטרם מכירת הזכויות, קרי העלות המשותפת של השותפות ואבנר טרם מכירת הזכויות.

רשיון 338/קרן	31.3.2012	פקע. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.6(ב) להלן.
רשיון ערן	14.6.2013	פקע. לפרטים אודות הליך משפטי בקשר עם אי הארכת הרשיון ראו סעיף 7.26.6(א) להלן.
רשיון 360/רות C (להלן: "רשיון רות C")	28.2.2016	פקע.
רשיון 351/חנה	14.12.2015	פקע. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.6(ג) להלן.

7.10 מוצרים

7.10.1 גז טבעי

הגז הטבעי שנתגלה במאגרים המוחזקים על-ידי השותפות הינו קל ויבש, ומורכב רובו ככולו מגז מתאן. ככזה, הטיפול הנדרש בכדי להעבירו אל הלקוחות הינו מינימאלי.

ככלל ניתן להוביל גז טבעי ב-3 דרכים עיקריות – (א) באמצעות צנרת; (ב) באמצעות הנזלתו (קרי, להופכו לנוזל) על-ידי קירורו לטמפרטורה של 161 מעלות צלסיוס מתחת לאפס, אשר מקטין את נפחו פי 600; ו-(ג) באמצעות דחיסתו, כך שנפחו מצטמצם פי 100. גז נוזלי וגז דחוס ניתן לאחסן ולהוביל בכמויות גדולות ולמרחקים גדולים באמצעות מיכליות ייעודיות.

לפרטים אודות משק הגז המקומי לרבות התפתחויות ושינויים בו, ראו סעיף 6 לעיל וכן לפרטים אודות האפשרות לייצוא הגז הטבעי ומכירתו בשוק הבינלאומי, ראו סעיף 7.12.2 להלן.

7.10.2 קונדנסט

במהלך הפקת גז טבעי, מופק גם קונדנסט, שהינו תוצר טבעי של תהליך העיבוי של מרכיבים שונים בגז הטבעי ונגרם כתוצאה מהפרשי הלחץ והטמפרטורה השוררים במאגר לבין אלו השוררים על פני השטח. לקונדנסט נדרש טיפול מינימאלי, שעיקרו ייצוב, בכדי להעבירו ללקוחות השותפות והוא משמש בעיקר כחומר גלם בייצור תזקיני נפט. יצוין, כי כמות הקונדנסט המופקת, נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת ועומדת על מספר חביות בודדות לכל מיליון רגל מעוקב של גז טבעי (MMCF).

7.11 לקוחות

7.11.1 שוק מקומי: נכון למועד פרסום הדוח, מספקת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט

תמר גז טבעי לחברת החשמל, ללקוחות תעשייתיים, ליצרני חשמל פרטיים וכן לחברות שיווק של גז טבעי, וקונדנסט לפז זיקוק אשדוד, כמפורט בסעיפים 7.11.4(א)3, 7.11.4(א)4 ו-7.11.6 להלן. בנוסף, במהלך השנים 2016-2018 חתמה השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, על מספר הסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן ליצרני חשמל פרטיים וללקוחות תעשייתיים, כמפורט בסעיף 7.11.4(ב) להלן. יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, ממשיכים שותפי לווייתן לקיים

משאים ומתנים, בשלבים שונים, במטרה לחתום על הסכמים מחייבים לאספקת גז טבעי למשק המקומי מפרויקט לווייתן.

7.11.2 ייצוא: נכון למועד פרסום הדוח, מייצאת השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר, גז לירדן בהתאם להסכם המפורט בסעיף 7.11.5(א)1 להלן, וכן חתמה על הסכמים מחייבים לאספקת גז ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ו/או לווייתן או ביחד עם נובל, לפי העניין, לרבות עם חברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO) כמפורט בסעיף 7.11.5 להלן ועם דולפינוס כמפורט בסעיפים 7.11.5(א)2 ו- 7.11.5(ב)2 להלן. כמו כן, מתנהלים משאים ומתנים לייצוא גז טבעי לצרכנים נוספים, כמפורט בסעיף 7.11.5 להלן.

7.11.3 חברת החשמל הינה הלקוח הגדול ביותר של השותפות ולפיכך ביטול ההסכם שנחתם בינה לבין שותפי תמר או אי קיומו ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות. הכנסות השותפות מחברת החשמל היוו כ- 55% מסך הכנסותיה בכל אחת מהשנים 2015 ו- 2016 וכ- 54% בשנת 2017. יתרת הכנסות השותפות בשנת 2017 הינה מיצרני חשמל פרטיים, לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק של גז טבעי. להערכת השותפות, הכנסותיה מחברת החשמל יהיו בממוצע כ- 42% מסך הכנסותיה בשלוש השנים הקרובות מפרויקט תמר, וכ- 28% מסך הכנסות השותפות בשלוש השנים הקרובות. יחד עם זאת, ככל שיורחב מעגל הלקוחות של השותפות, בשוק המקומי והבינלאומי, וכן ככל שתמכור השותפות את זכויותיה בפרויקט תמר, בהתאם לקבוע במתווה הגז, תפחת התלות בחברת החשמל. לפרטים בדבר הסכם שותפי תמר עם חברת החשמל, ראו סעיפים 7.11.4(א) ו- 7.11.4(א)4 להלן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות ביחס להיקף הכנסותיה מחברת החשמל בשלוש השנים הקרובות מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית מהמתואר לעיל, וזאת עקב גורמים שונים לרבות, בין היתר, שינויים בהיקף, קצב ועיתוי צריכת הגז הטבעי והקונדנסט על-ידי כלל לקוחות פרויקט תמר ולווייתן, לרבות חברת החשמל, מחירי מכירת הגז טבעי והקונדנסט ממאגרי תמר ולווייתן, מועד תחילת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן, וירידה בשיעור אחזקות השותפות במאגר תמר.

7.11.4 התקשרויות לאספקת גז טבעי

(א) הסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר

1. להלן טבלה המציגה את ריכוז ההסכמים למכירת גז טבעי של שותפי תמר²¹⁵, נכון למועד פרסום הדוח. יצוין, כי למעט חברת החשמל, בז"ן ודליה אנרגיות כוח בע"מ אין לשותפי תמר לקוח נוסף אשר היקף ההכנסות ממנו בשנים 2015-2017 היווה יותר מ-10% מהכנסות השותפות בלפחות אחת מהשנים האמורות. יתר הלקוחות עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז קובצו בטבלה שלהלן בהתאם לבסיס הצמדת המחיר שנקבע בהסכמים כאמור. לפרטים נוספים אודות הסכמים אלה, ראו סעיפים קטנים (2) ו-(3) להלן.

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ²¹⁶	האם קיימת אפשרות להארכה? הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה ²¹⁷ (BCM) (100%)	הכמות ששופקה עד ליום 31.12.2017 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ²¹⁸	15 שנים	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-87	כ-21.2	מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)
בז"ן	7 שנים	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-5.8	כ-3.6	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה הקטן לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".
דליה אנרגיות כוח בע"מ ²¹⁹	17 שנים	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-23.3	כ-2.9	נוסחת ההצמדה מבוססת בעיקרה על הצמדה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".

²¹⁵ יצוין כי, הסכם הייצוא לדולפינוס נחתם על-ידי השותפות ונובל. בכוונת השותפות ונובל להמחות את הסכם הייצוא ליתר שותפי תמר או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט תמר, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא, לצורך מכירתו לדולפינוס.

²¹⁶ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז, שתחילתה ממועד ההזרמה ביחס להסכם הרלוונטי, תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

²¹⁷ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי תמר לספק ללקוח במשך לתקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו לרכוש הינה נמוכה מכמות זו (לפרטים ראו סעיף 7.13 להלן).
²¹⁸ להערכת השותפות, נכון ליום 31.12.2017 יתרת ההיקף הכספי של ההסכם עם חברת החשמל יעמוד על כ-6,900 מיליוני דולר (100%), בהתבסס על כמויות הגז המינימאליות לגביהן קיימת התחייבות לרכישה או לתשלום עבורן (Take or Pay), לאחר התאמות בהתאם להיקף מכירת הגז של שותפי תמר ליצרני חשמל פרטיים והיקף ייצור החשמל של חברת החשמל, בהנחה של אי מימוש Carry Forward ובהתבסס על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז במהלך תקופת האספקה.

²¹⁹ להערכת השותפות, נכון ליום 31.12.2017, יתרת ההיקף הכספי של ההסכם עם דליה אנרגיות כח בע"מ יעמוד על כ-1,380 מיליוני דולר (100%), וזאת בהתבסס על כמויות הגז המינימאליות לגביהן קיימת התחייבות לרכישה או לתשלום עבורן (Take or Pay), בהנחה של אי מימוש Carry Forward ובהתבסס על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז במהלך תקופת האספקה.

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ²¹⁶	האם קיימת אפשרות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה ²¹⁷ (BCM) (100%)	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2017 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
2013-2020	15-18 שנים למעט הסכם אחד לתקופה של כשנתיים.	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של בין שנה לשלוש שנים ²²¹ נוספות.	כ-59	כ-8.7	במרבית ההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה לתעריף ייצור החשמל ובחלקה הקטן למדד המחירים לצרכן האמריקאי. במספר הסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה לתעריף ייצור החשמל ובחלקה הקטן למחירי הברנט (Brent). בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה וכולל "מחיר רצפה".
2013-2017	5-7 שנים	-	כ-1	כ-0.5	במרבית ההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על מחירי דלקים נזליים וכוללת "מחיר רצפה" ובהסכם נוסף נוסחת המחיר מבוססת על מחיר הבסיס שנקבע במתווה הגז.
2013-2019	5-7 שנים	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של עד שנה נוספת	כ-1.5	כ-0.2	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
2017	15 שנים	יש אפשרות להארכה בשנתיים נוספות.	כ-2	כ-0.1	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".

²²⁰ יובהר, כי בחלק מההסכמים לא התקיימו כל התנאים המתלים להסכם. למעט תקופת ההארכה שנקבעה בהסכם שנחתם בין שותפי תמר לבין חברת כימיקלים לישראל בע"מ (להלן: "כ"ל") ביום 21.2.2018 (להלן: "הסכם כ"ל מתמר"). על פי הסכם אספקה זה, במקרה של איחור במועד תחילת ההפקה המסחרית ממאגרי תנין וכריש, תוארך תקופת ההסכם באופן אוטומטי בתקופות נוספות של שישה חודשים כל אחת, וזאת עד למועד תחילת ההפקה המסחרית ממאגרי תנין וכריש או עד ליום 31.12.2025, לפי המוקדם מביניהם. כמו כן נקבע כי, כ"ל תהיה רשאית להודיע לשותפי תמר על ביטול הסכם האספקה בתום כל אחת מתקופות ההארכה כאמור. היה והסכם תנין כריש יבוטל, אזי תקופת הסכם האספקה תוארך באופן אוטומטי עד ליום 31.12.2025. לפרטים אודות הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין "כ"ל", ראו דוח מידי מיום 22.2.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-014514) אשר המידע המובא בו מוכלל בזאת על דרך ההפניה.

²²¹ יובהר, כי בחלק מההסכמים לא התקיימו כל התנאים המתלים להסכם.

²²²

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ²¹⁶	האם קיימת אפשרות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה ²¹⁷ (BCM) (100%)	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2017 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
הסכם ייצוא – דולפינוס (כמפורט בהרחבה בסעיף 7.11.5(א)2 להלן)	לפרטים ראו סעיף 7.11.5(א)2 להלן	-	כ- 32	-	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
סה"כ			כ- 211	כ- 37.2	

2. להלן טבלה הכוללת פילוח של הכנסות השותפות בשנים 2015, 2016 ו-2017 בהתאם לבסיס הצמדת המחיר הקבוע בהם²²³:

שם הלקוח	שנת 2015		שנת 2016		שנת 2017		בסיסי ההצמדה העיקרי למחיר הגז
	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב-% מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב-% מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב-% מסך כל ההכנסות	
חברת החשמל (CPI)	271.0	55	297.7	55	282.1	54	מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)
יצרני חשמל פרטיים							
דליה אנרגיות כח	32.2	7	55.8	10	60.2	11	נוסחת ההצמדה מבוססת בעיקרה על הצמדה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".
אחרים	96.4	20	120.5	22	123.8	23	
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק							
בז"ן	52.1	11	36.5	7	33.3	6	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
אחרים	42.2	9	31.5	6	30.8	6	

²²³ ההכנסות בטבלה משקפות החזקה של השותפות בפריקט תמר בשיעור של 31.25% עד ליום 30.6.2017 ובשיעור של 25.7% החל מיום 1.7.2017. לפרטים ראו ה"ש 10 לעיל.

3. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי

שנחתמו על-ידי שותפי תמר

א. בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.

ב. בעקבות החלטות הממונה על ההגבלים האמורות בסעיפים 7.23.2(ה)3-7.23.2(ה)4 להלן בדבר הענקת פטור מהסדר כובל בקשר להסכמים בהם תקופת האספקה הבסיסית ארוכה מ-7 שנים למעט ההסכם עם חברת החשמל (להלן: "**הסכמים ארוכי טווח**"), בשישה הסכמים שנחתמו עם לקוחות ניתנה לכל אחת מהרוכשות אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, כך שזו תעמוד על כ-50% מהכמות השנתית הממוצעת שצרכה בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. נכון למועד פרסום הדוח, שותפי תמר פועלים לתיקון יתר הסכמי הרכישה עם הצרכנים הרלוונטיים בהתאם להחלטת הממונה האמורה בסעיף 7.25.2(ב)4 להלן. לפרטים אודות החלטות הממונה על ההגבלים האמורות ראו סעיפים 7.23.2(ה)3-7.23.2(ה)4 להלן.

ג. בעקבות מתווה הגז, בהסכמים לאספקת גז טבעי שנחתמו החל מיום 16.8.2015 לתקופה העולה על 8 שנים ניתנה לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם. זכות זו תינתן גם בהסכמים שיחתמו עד ליום 13.12.2020 לתקופה העולה על 8 שנים. לפרטים ראו סעיף 7.23.1(ב)3.ב.

ד. אספקת מלוא הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה שנחתמו לפני אוקטובר 2012, מנצלת בזמני שיא הצריכה את מלוא הקיבולת של מערכת ההפקה, הטיפול וההולכה של פרויקט תמר (להלן ביחד בסעיף זה: "**מערכת ההפקה**") ולפיכך

בהסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו מחודש אוקטובר 2012 נקבעה תקופת ביניים אשר החלה במהלך חודש מאי 2015 ותסתיים כאשר קיבולת מערכת ההפקה תאפשר לספק את הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה (להלן בסעיף זה: **"תקופת הביניים"**). אספקת הגז על פי הסכמים אלה בתקופת הביניים תהיה כפופה, בין היתר, לכמויות הגז שתהיינה זמינות באותה העת, לאחר אספקת הגז ללקוחות שחתמו על הסכמי אספקה לפני חודש אוקטובר 2012 בהתאם למנגנונים שנקבעו בכל אחד מהסכמי האספקה האמורים. בכל ההסכמים האמורים במשך תקופת הביניים לא תחול ההתחייבות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל.

בחודש נובמבר 2016 הודיעו שותפי תמר למרבית הלקוחות עמם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי החל מחודש אוקטובר 2012 כאמור (על-פי סדר קדימות חתימת ההסכמים), לרבות יצרני חשמל פרטיים ובהם דוראד אנרגיה בע"מ ואו.פי.סי. רותם בע"מ (להלן: **"OPC"**), חברות לשיווק גז טבעי ולקוחות תעשייתיים, כי ביום 30.9.2020 תסתיים תקופת הביניים ובהתאם, שותפי תמר יוכלו לספק ללקוחות אלו גז טבעי תחת ההסכמים על בסיס מחייב.

ה. בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי תמר לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט תמר או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

4. פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת

החשמל

א. הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל נחתם ביום 14.3.2012 ותוקן ביום 22.7.2012, ביום 7.5.2015 וביום 1.9.2016 (להלן בסעיף זה: **"ההסכם"**), בין היתר, בקשר עם מימוש האופציות להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך חברת החשמל.

ב. במסגרת ההסכם ניתנה לחברת החשמל אופציה להגדלת הכמות החוזית הכוללת מכ-78 BCM לכ-87 BCM (להלן בסעיף זה: **"האופציה"**). האופציה מתייחסת לשתי תקופות כמפורט להלן: (א) עד ליום 15.4.2013 תוכל חברת החשמל

לממש את האופציה להודיע על הגדלת כמויות הגז אותן תצרוך החל מיום 1.1.2017 ועד 31.12.2018 (להלן: **"האופציה הראשונה"**); (ב) עד ליום 15.4.2015 תוכל חברת החשמל לממש את האופציה להודיע על המשך צריכת כמויות הגז המוגדלות החל מיום 1.1.2019 ועד לתום תקופת ההסכם (להלן: **"האופציה השנייה"**), וזאת בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם.

ג. ביום 11.4.2013 הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר על החלטתה לממש את האופציה כאמור עד סוף שנת 2018, וביום 16.4.2015 הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר כי החליטה לממש באופן חלקי את האופציה השנייה.

ד. במסגרת התיקון להסכם אספקת הגז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל, הוסכם כי פרויקט ההרחבה לצורך ההסכם הושלם ומועד הגדלת הכמויות נקבע ליום 1.1.2017 ויימשך עד לסוף שנת 2018 לפרטים ראו סעיף 7.3.4 (ג) לעיל.

ה. הכמות המינימאלית השנתית לחיוב ממועד ההפעלה המסחרית ועד ליום 31.12.2016 עמדה על כ-BCM 3.5. הכמות המינימאלית לחיוב החל מיום 1.1.2017 ועד ליום 31.12.2018 עומדת על כ-BCM 5 לשנה (בכפוף להתאמות בהתאם להיקף מכירת הגז של שותפי תמר ליצרני חשמל פרטיים והיקף ייצור החשמל של חברת החשמל אך לא פחות מכ-BCM 3.6 לשנה). החל מיום 1.1.2019 ועד לתום תקופת ההסכם, הכמות המינימאלית לחיוב תעמוד על כ-BCM 3 לשנה. ההסכם כולל הוראות לעניין חישוב והתאמת הכמות המינימאלית לחיוב ובכלל זה בנסיבות של כח עליון או של אי אספקה על ידי המוכרים.

ו. מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה המבוססת על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), בתוספת 1% לשנה עד שנת 2019 ובהפחתת 1% לשנה משנת 2020 ואילך. מחיר הגז בגין יחידה אחת של MMBTU בשנת 2011 חושב על-פי מחיר בסיס של 5.042 דולר. ביחס לכמויות הגז הטבעי שתצרוך חברת החשמל במסגרת האופציה להגדלת הכמויות הנקובות בהסכם, החל משנת 2014, מוצמד מחיר הגז רק ל-30% משיעור עליית מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), וההוספה או ההפחתה של 1% לשנה כאמור לעיל אינה חלה.

ז. בהסכם נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר (בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם), אם אותו צד בדעה כי המחיר שנקבע בחוזה אינו מתאים עוד לחוזה ארוך טווח עם

קונה עוגן לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם החל ביום 1.7.2013) מפרויקט תמר (קרי: 1.7.2021 ו-1.7.2024), לפי המוקדם. במועד ההתאמה הראשון (1.7.2021 – לאחר 8 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני (1.7.2024 – לאחר 11 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה).²²⁴

ח. חברת החשמל או שותפי תמר יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתה בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. חברת החשמל ושותפי תמר הסכימו שלא לממש כל זכות שעשויה להיות להם לסיים את ההסכם בהתאם לכל דין, אלא ביחס להפרות משמעותיות או נמשכות של הוראות מהותיות של ההסכם ורק לאחר מתן תקופה של 120 יום לצד המפר (אלא אם כן נקבעה תקופה קצרה יותר בהסכם) לתיקון ההפרה.

ט. על-פי ההסכם, אם שותפי תמר לא יספקו את כמויות הגז שהוזמנו על-ידי חברת החשמל בהתאם להוראות ההסכם ואי האספקה הינה בכמות העולה על שעורי הסטייה המותרים על-פי ההסכם, אזי יפצו שותפי תמר את חברת החשמל בדרך של אספקת גז בחודש העוקב במחיר מופחת בכמות שלא סופקה. כמו כן, קובע ההסכם הפרות מיוחדות שבגינן ישולמו פיצויים בשיעורים גבוהים יותר. בהסכם נקבעו גבולות לאחריות כל אחד מהצדדים בגין הפרת חלק מהוראות ההסכם בשיעורים הקבועים בהסכם.

י. שותפי תמר פועלים יחדיו ביחס לנושאים כגון פיתוח המאגר, מתקני שותפי תמר, הפקת הגז, הובלתו ואספקתו בהתאם לכל אחד מההסכמים. יחד עם זאת, נקבע כי אף הוראה בהסכם לא תפורש כיוצרת אחריות הדדית בין שותפי תמר וכל אחד משותפי תמר יהא אחראי כלפי חברת החשמל אך ורק ביחס לחלקו בזכויות הנפט בקשר עם אחריות שתנבע מההסכם. על אף שחברת החשמל רשאית להזמין כמויות גז באמצעות הודעה אחת שתומצא למתאם מטעם שותפי תמר, הכמות שתיחשב

²²⁴ לעניין זה ראו הנחות השותפות בנתוני התזרים המהווין שבחזקת תמר בסעיף 7.3.9(א)3 לעיל.

כמוזמנת מכל אחד משותפי תמר תהא חלקו של כל אחד משותפי תמר מהכמות המוזמנת הכוללת.

יא. אספקת הגז על-פי ההסכם הינה על בסיס שעתי עם כמות מקסימלית לשעה, בהתאם למנגנונים ולפרוצדורות המפורטים בהסכם.

יב. מסירת הגז נעשית בנקודת החיבור למערכת ההולכה הארצית של נתג'ז, בסמוך למתקן הקבלה או בכל נקודת חיבור אחרת שתוסכם בין הצדדים.

יג. הגז הטבעי שמסופק בנקודת המסירה בהתאם להסכם צריך לעמוד בספציפיקציות הקבועות בהסכם. לחברת החשמל זכות לסרב לקבל גז לא תקני עד שהליקוי יתוקן. כל מחלוקת בין הצדדים הנוגעת לאיכות הגז תופנה (לבקשת צד כלשהו) למומחה לשם הכרעה.

יד. המחאת חובותיה וזכויותיה של חברת החשמל על פי ההסכם מותנית בכך שלנעבר תהיה יכולת טכנית ופיננסית לעמוד בהתחייבויותיו על פי ההסכם וכן שלנעבר יועבר גם אותו חלק פרופורציונלי של תחנות הכח של חברת החשמל (משמע אם מעבירים חלק פרופורציונלי מהזכויות וההתחייבויות לנעבר כלשהו, הוא יקבל גם חלק פרופורציונלי מתחנות הכוח של חברת החשמל).

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקפים הכספיים הכוללים של הסכמי האספקה המפורטים לעיל, כמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, ותחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בכל אחד מהסכמי האספקה (ככל שאלו טרם התקיימו), אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי כל אחת מהרוכשות האמורות, מחירי הגז שיקבעו בהתאם לנוסחאות הקבועות בהסכמי האספקה, תעריף ייצור החשמל, שער חליפין דולר-שקל (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מחירי הברנט (ככל שרלבנטיים להסכם האספקה), מדד המחירים האמריקאי (U.S. CPI) (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), ביצוע והשלמת הרחבת האספקה מפרויקט תמר (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), הקמת והפעלת תחנות הכח ו/או מתקנים אחרים של הרוכשות (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושו וכיוצ"ב.

הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן (ב)

במהלך השנים 2016-2018 חתמה השותפות, יחד עם יתר שותפי לווייתן²²⁵, על מספר הסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן, אשר עיקריהם מובאים להלן:

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ²²⁶	האם קיימות אפשרויות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) ²²⁷ (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני חשמל פרטיים ²²⁸	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לווייתן, או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכח של הרוכשת (לפי המאוחר).	18-20 שנים ממועד תחילת האספקה, למעט הסכם אחד בו נקבע כי תקופה זו תיספר ממועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכח של הרוכשת או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של פרויקט לווייתן (לפי המוקדם) (למעט ההסכם ²²⁹ בין כ"ל לשותפי לווייתן בו קיימת תקופת אספקה שונה)	כ-28.9	נוסחת ההצמדה של ההסכמים (למעט ההסכם בין כ"ל לשותפי לווייתן ²³¹) מבוססת על הצמדה לתעריף ייצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה".
לקוח תעשייתי	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לווייתן	15 שנים	כ-3.1	נוסחת ההצמדה מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה". קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק.
הסכם ייצוא – Nepco (כמפורט בהרחבה בסעיף 7.11.5(ב1) להלן)	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לווייתן, המועד בו מתקני הרוכשת מוכנים או המועד בו מערכות ההולכה הרלוונטיות תהיינה מוכנות (לפי המאוחר)	15 שנים	כ-45	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה והשתתפות בתשלומים לנתג"ז.
הסכם ייצוא – דולפינוס (כמפורט בהרחבה בסעיף 7.11.5(ב2) להלן)	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לווייתן, המועד בו מתקני הרוכשת מוכנים או המועד בו מערכות ההולכה הרלוונטיות תהיינה מוכנות (לפי המאוחר)	10 שנים	כ-32	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent).
סה"כ			כ-109	

²²⁵ יצוין כי, הסכם הייצוא לדולפינוס נחתם על-ידי השותפות ונובל. בכוונת השותפות ונובל להמחות את הסכם הייצוא ליתר שותפי לווייתן או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט לווייתן, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא, לצורך מכירתו לדולפינוס.

²²⁶ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז, שתחילתה ממועד ההזרמה ביחס להסכם הרלוונטי, תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

²²⁷ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי לווייתן לספק ללקוח במשך לתקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו לרכוש הינה נמוכה מכמות זו (לפרטים ראו סעיף 7.13 להלן). יצוין, כי קיימים הסכמים בהם נקבע מנגנון לפיו הרוכש יהא רשאי להגדיל/להפחית את הכמויות הנרכשות (לרבות הכמות המירבית הכוללת) עד למועד הקבוע בהסכם, בהתאם לצרכיו ולהוראות שנקבעו בהסכם.

²²⁸ יובהר, כי בהסכמים המתוארים לעיל לא התקיימו כל התנאים המתלים להסכם.

²²⁹ לפרטים ראו הערת שוליים 230 להלן.

²³⁰ בהסכם האספקה שנחתם בין שותפי לווייתן לבין כ"ל ביום 21.2.2018 נקבע מנגנון דומה למנגנון הארכת הסכם כ"ל מתמר. לפרטים אודות הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי לווייתן לבין כ"ל ראו דוח מידי מיום 22.2.2018 (מס' אסמכתא: 014514-01-2018) אשר המידע המובא בו מוכלל בזאת על דרך ההפניה.

²³¹ לפרטים ראו הערת שוליים 230 לעיל.

1. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי

שנחתמו על-ידי שותפי לווינתן

א. בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.

ב. בהתאם למתווה הגז, לכל אחת מהרוכשות בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.6.2017 ולתקופה העולה על 8 שנים, ניתנה אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל- 50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה הנ"ל בהודעה, שתינתן למוכרים במהלך תקופה של 3 שנים שתחל בחלוף 5 שנים ממועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט לווינתן לרוכשת או 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה על ענייני הנפט את העברת הזכויות בחזקות כריש ותנין בהתאם למתווה הגז (קרי: 13.12.2020) (לפי המאוחר מביניהם). הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

ג. הסכמי האספקה כוללים מספר תנאים מתלים הכוללים, בין היתר, קבלת רשיון למערכת הולכת הגז ממאגר לווינתן בהתאם לחוק משק הגז הטבעי, קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווינתן (לפרטים אודות החלטה כאמור ראו סעיף 7.4.5 לעיל), וקבלת אישורים הנדרשים מצד הרוכשות בקשר עם ההסכם. בחודש מאי 2017 הודיעו שותפי לווינתן ללקוחותיהם במשק המקומי על התקיימות כל התנאים המתלים של המוכרים (שותפי לווינתן), כאמור לעיל. יצויין כי עם מתן הודעה כאמור לפז זיקוק אשדוד, התקיימו כל התנאים

המתלים שנקבעו בהסכם אספקת הגז בין שותפי לווייתן לבין פז זיקוק אשדוד מיום 24.11.2016 (קרי: כל התנאים המתלים הן של המוכרים הן של הרוכשת).

ד. בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווייתן לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט לווייתן או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

7.11.5 התקשרויות לייצוא גז טבעי

(א) פרויקט תמר

1. ביום 19.2.2014, נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר, לבין חברת NBL Eastern Mediterranean Marketing Limited (להלן: "NBL") לצורך ייצוא גז טבעי לצרכנים בירדן (להלן: "הסכם NBL-תמר") אשר תוקן ביום 16.2.2016 וביום 30.9.2017. NBL הינה חברת בת בבעלות מלאה (בשרשור) של Noble Energy Inc., אשר הינה בעלת השליטה בנובל, המפעילה של פרויקט תמר.

בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר, חתמה NBL על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab Potash Company ו-Jordan Bromine Company (להלן יחד בסעיף זה: "הרוכשות"), לפיו תרכושנה הרוכשות מ-NBL גז טבעי שישמש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן בסעיף זה: "הסכם האספקה").

במסגרת הסכם NBL-תמר התחייבו שותפי תמר לספק ל-NBL גז טבעי לצורך מכירתו על-ידי NBL לרוכשות במסגרת הסכם האספקה בתנאי Back to Back (דהיינו: שותפי תמר יהיו אחראים לקיום התחייבויות NBL על-פי הסכם האספקה וכן יהיו זכאים לכל ההכנסות נטו שיגיעו ל-NBL מכוחו).

על-פי הסכם האספקה (כפי שתוקן), התחייבה NBL לספק לרוכשות גז טבעי בהיקף כולל של עד כ-BCM 2. האספקה על-פי הסכם האספקה החלה במהלך חודש ינואר 2017 וצפויה להימשך כ-15 שנה.

יצוין, כי על-פי החלטת מיסוי בקשר עם ההסכם, התחייבו שותפי תמר להציע לכל לקוח ישראלי חדש חלופת מחיר גז טבעי שיקבע בהתאם למחיר חבית ברנט (Brent), כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן, הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר. לפרטים ראו סעיפים 7.23.1(ג)1 ו-7.23.1(ג)4 להלן.

ההתחייבות להצעה כאמור מכוח החלטת המיסוי תחול במהלך תקופה של שלוש שנים מיום החלטת הממשלה (קרי, עד ליום 16.8.2018).

מועד האספקה ע"פ ההצעה יחל בכל תקופה שהיא שתחילתה מתחילת האספקה ע"פ הסכם הייצוא (שהחלה בחודש ינואר 2017) ועד לשש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא.

2. ביום 17.3.2015 חתמו שותפי תמר על הסכם לאספקת גז טבעי (להלן בסעיף זה: **"ההסכם"**) מפרויקט תמר לחברת Dolphinus Holdings Limited²³² (להלן: **"דולפינוס"**).

ביום 19.2.2018 נחתם הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר למצרים בין השותפות ונובל (להלן תקראנה יחדיו בסעיף זה: **"המוכרות"**) לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: **"הסכם הייצוא מתמר"**) אשר היקפו גדול משמעותית מההסכם שנחתם בין שותפי תמר לבין דולפינוס ביום 17.3.2015 ואשר נחתם מתוך כוונה להחליפו.

המוכרות פנו ליתר השותפים בפרויקט תמר במטרה להמחות את הסכם הייצוא מתמר ליתר שותפי תמר או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט תמר, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא מתמר לצורך מכירתו לדולפינוס. נכון למועד פרסום דוח זה, טרם הומחה הסכם הייצוא מתמר וכן טרם בוצעה התקשרות עם יתר שותפי תמר בהסכמים כאמור. בהסכם הייצוא מתמר נקבע, כי אספקת הגז לדולפינוס תהיה בתחילה על בסיס מזדמן (Interruptible). במסגרת הסכם הייצוא מתמר ניתנה למוכרות אופציה להודיע לדולפינוס כי אספקת הגז (כולה או חלקה) תהפוך להיות על בסיס מחייב (להלן בסעיף זה: **"האופציה"**). מימוש האופציה יכול שיעשה על ידי המוכרות, בחלקה או במלואה, במהלך התקופה שהחל מחודש יולי 2020 וסופה בתום חודש דצמבר 2021, או במהלך תקופה אחרת, כפי שתוסכם בין המוכרות לדולפינוס. ממועד מימוש האופציה כאמור, יהיו המוכרות מחויבות לספק לדולפינוס כמות שנתית של עד כ- 3.5 BCM (בהתאם להיקף הכמויות שלגביהן תמומש האופציה) ודולפינוס תהא מחויבת לרכוש או לשלם עבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם הייצוא מתמר. כמות הגז החוזית הכוללת הנקובה בהסכם הייצוא מתמר הינה כ- 32 BCM.

מחיר הגז שיסופק לדולפינוס תחת הסכם הייצוא מתמר יקבע על פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent). במועד

²³² למיטב ידיעת השותפות, הקונה הינה חברה העוסקת בסחר בגז טבעי ואשר מתעתדת לספק גז לצרכנים תעשייתיים ומסחריים גדולים במצרים.

חתימת ההסכם העריכה השותפות כי היקף ההכנסות המצטבר ביחס לכלל שותפי תמר ממכירת גז טבעי לדולפינוס תחת הסכם הייצוא מתמר עשוי להסתכם בכ- 7.5 מיליארד דולר. הערכת השותפות כאמור, התבססה על ההנחה שדולפינוס תצרוך את הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מתמר, וכן על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם. יובהר כי, ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתירכשנה בפועל על-ידי דולפינוס ומחירי הברנט בעת המכירה.

לפרטים אודות האפשרויות שנבחנות על ידי המוכרות להזרמת הגז למצרים ראו סעיף 7.12.2(ב)2.ב להלן. האספקה על-פי הסכם הייצוא מתמר צפויה להתחיל עם הסדרת השימוש בתשתיות הנדרשות להולכת גז טבעי למצרים. האספקה תימשך עד לאספקת הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מתמר או עד סוף דצמבר 2030, לפי המוקדם מביניהם.

הסכם הייצוא מתמר כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובמצרים (לרבות קבלת אישורים לייצוא וייבוא הגז כאמור), כניסה להסכמים שיאפשרו שימוש בתשתית ההולכה, לרבות חתימה על הסכמי הולכה בין המוכרות לבין נתג'יז (ככל שיידרשו), קבלת ערבויות לטובת המוכרות כפי שנדרש בהסכם הייצוא מתמר, וכן קבלת אישורים מרשויות המס בישראל ביחס לעסקאות נשוא הסכם הייצוא מתמר.

יובהר, כי אין כל ודאות כי מכירת הגז לדולפינוס על פי הסכם הייצוא מתמר תתממש, וזאת עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם הייצוא מתמר, כולם או חלקם, וכיוצ"ב.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס לאפשרויות הולכת הגז, להיקפים הכספיים הכוללים של הסכם הייצוא מתמר וכמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי דולפינוס, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם, אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי דולפינוס, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט, מימוש האופציה בהסכם הייצוא מתמר (אם וככל שתמומש), מועד מימוש האופציה והיקף המימוש.

3. לאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס, מכתב כוונות בלתי מחייב לניהול משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר ל-UFG, אשר נחתם בשנת 2014 בין שותפי תמר לבין חברת UFG,

אינו רלבנטי עוד. נכון למועד פרסום הדוח, בוחנים שותפי תמר אפשרויות שונות לאספקת גז טבעי לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים, בין על בסיס מזדמן (interruptible) ובין על בסיס קבוע. לפרטים אודות בחינת אפשרות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר, ראו סעיף 7.3.4(ג).

(ב) פרויקט לווייתן

1. ביום 26.9.2016 נחתם הסכם מפורט לאספקת גז טבעי בין NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "**חברת השיווק**") לבין חברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO) (להלן: "**הסכם הייצוא**"). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של השותפים בפרויקט לווייתן, ובכלל זה השותפות, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בפרויקט לווייתן.

על-פי הסכם הייצוא, התחייבה חברת השיווק לספק ל-NEPCO גז טבעי למשך תקופה של כ-15 שנה לאחר תחילת האספקה המסחרית או עד אשר היקף האספקה הכולל יהיה כ-45 BCM. האספקה על-פי הסכם הייצוא צפויה להתחיל עם תחילת האספקה ממאגר לווייתן והשלמת מערכות ההולכה הנדרשות להולכת גז טבעי ל-NEPCO בישראל ובירדן.

אספקת הגז צפויה להתבצע ביציאה ממערכת ההולכה הישראלית בגבול בין ישראל לירדן. בחודש יולי 2017 אישרו שותפי לווייתן תקציב להשלמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן בסכום של כ-111 מיליון דולר (100%).

NEPCO התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם הייצוא.

מחיר הגז שנקבע בהסכם מבוסס על מחיר המוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה" בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה והשתתפות בתשלומים לנתג"ז. במועד החתימה העריכו שותפי לווייתן כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל-NEPCO עשוי להסתכם בכ-10 מיליארד דולר ארה"ב וזאת בהנחה ש-NEPCO תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, ועל בסיס הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם.

נכון למועד פרסום הדוח, התקיימו כל התנאים המתלים שנקבעו בהסכם.

חברת השיווק תרכוש את הגז הטבעי משותפי לווייתן לצורך מכירתו ל-NEPCO במסגרת הסכם הייצוא, באותם תנאים (back to back). יצויין כי, על-פי החלטת מיסוי בקשר עם ההסכם, התחייבו שותפי לווייתן להציע לכל לקוח ישראלי חדש חלופת מחיר גז טבעי שייקבע

בהתאם למחיר חבית ברנט (Brent), כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן, הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר. לפרטים ראו סעיפים 7.23.1(ג)1 ו- 7.23.1(ג)4 להלן.

ההתחייבות להצעה כאמור מכוח החלטת המיסוי תחול במהלך תקופה של שלוש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא (קרי, עד ליום 25.9.2019). מועד האספקה על פי ההצעה יחול בכל תקופה שהיא שתחילתה מתחילת האספקה על פי הסכם הייצוא (הצפויה לחול עם תחילת אספקת הגז ממאגר לויתן, קרי עד סוף שנת 2019, בהתאם להערכת השותפות) ועד לשש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות ביחס להיקף הכספי הכולל של ההסכם, לכמות הגז הטבעי שצפויה להירכש ומועד תחילת האספקה מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית מהמתואר לעיל, וזאת עקב גורמים שונים לרבות שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי NEPCO, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט וכיוצ"ב.

2. ביום 24.11.2015 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב בין שותפי לויתן לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: **"מכתב הכוונות"**), במסגרתו אישרו הצדדים את כוונתם לנהל משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לויתן לדולפינוס באמצעות צינור (להלן בסעיף זה: **"ההסכם המחייב"**).

ביום 19.2.2018 נחתם הסכם בין השותפות ונובל (להלן תקראנה יחדיו בסעיף זה: **"המוכרות"**) לבין חברת דולפינוס (להלן בסעיף זה: **"הרוכשת"**) לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן למצרים (להלן בסעיף זה: **"הסכם הייצוא מלויתן"**) אשר נחתם בהמשך למכתב הכוונות.

המוכרות פנו ליתר השותפים בפרויקט לויתן במטרה להמחות את הסכם הייצוא מלויתן ליתר שותפי לויתן או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט לויתן, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא מלויתן לצורך מכירתו לדולפינוס. נכון למועד פרסום דוח זה, טרם הומחה הסכם הייצוא מלויתן וכן טרם בוצעה התקשרות עם יתר שותפי לויתן בהסכמים כאמור.

בהסכם הייצוא מלויתן נקבע, כי אספקת הגז לרוכשת תתבצע על בסיס מחייב (Firm). המוכרות התחייבו לספק לרוכשת כמות שנתית של כ- 3.5 BCM והרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמות מינימאלית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. כמות הגז החוזית הכוללת הנקובה בהסכם הייצוא מלויתן הינה כ- 32 BCM.

מחיר הגז שיסופק לרוכשת תחת הסכם הייצוא מלוויתן יקבע על פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent). במועד חתימת ההסכם, העריכה השותפות כי היקף ההכנסות המצטבר ביחס לכלל שותפי ליוותן ממכירת גז טבעי לרוכשת תחת הסכם הייצוא מלוויתן עשוי להסתכם בכ- 7.5 מיליארד דולר ארה"ב. הערכת השותפות כאמור, התבססה על ההנחה שהרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מלוויתן, וכן על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם. יובהר כי, ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתירכשנה בפועל על-ידי הרוכשת ומחירי הברנט בעת המכירה.

לפרטים אודות האפשרויות הנבחנות על ידי המוכרות להזרמת הגז למצרים ראו סעיף 7.12.2(ב) ב.2 להלן.

האספקה על-פי הסכם הייצוא מלוויתן צפויה להתחיל עם תחילת ההפקה ממאגר לויתן. האספקה תימשך עד לאספקת הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מלוויתן או עד דצמבר 2030, לפי המוקדם מביניהם.

הסכם הייצוא מלוויתן כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובמצרים (לרבות קבלת אישורים לייצוא וייבוא הגז כאמור), כניסה להסכמים שיאפשרו שימוש בתשתית ההולכה, לרבות חתימה על הסכמי הולכה בין המוכרות לבין נת"ג"ז (ככל שיידרשו), קבלת ערבויות לטובת המוכרות כפי שנדרש בהסכם הייצוא מלוויתן, וכן קבלת אישורים מרשויות המס בישראל ביחס לעסקאות נשוא הסכם הייצוא מלוויתן.

יובהר, כי אין כל ודאות כי מכירת הגז לרוכשת על פי הסכם הייצוא מלוויתן תתממש, וזאת עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם הייצוא מלוויתן, כולם או חלקם, וכיוצא ב.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס לאפשרויות הולכת הגז, להיקפים הכספיים הכוללים של הסכם הייצוא מלוויתן וכמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשת, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם, אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי הרוכשת, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט.

3. בהמשך למכתב הכוונות הבלתי מחייב מיום 27.6.2014 אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין חברת BG International Limited, אשר נרכשה במהלך שנת 2015 על-ידי Shell²³³, ממשיכה השותפות ביחד עם יתר שותפי לווייתן לנהל משא ומתן עם Shell לאספקת גז טבעי, לצורך הזנת מתקן ההנזלה הקיים של Shell בעיר אידקו שבמצרים (להלן בסעיף זה: "מתקן ההנזלה").

יובהר, כי העסקה כאמור לעיל תהא כפופה להשלמה המוצלחת של המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב. אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של ההסכם המחייב, וכי אין כל ודאות שהסכם כאמור ייחתם.

כמו כן, בוחנת השותפות ביחד עם יתר שותפיה במאגר אפרודיטה את האפשרות לאספקת גז טבעי משותפת עם פרויקט לווייתן למתקן ההנזלה, אשר תתבצע, אם תתבצע, ממאגר אפרודיטה, בהיקף של כ- 6 BCM בשנה לתקופה של כ- 15 שנה, וזאת בכפוף לתכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה כמפורט בסעיף 7.6.11 לעיל, וכן מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן, וזאת במסגרת שלב ב' לתכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, כמפורט בסעיף 7.4.5(ב) לעיל. יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, הקיבולת השנתית המקסימלית של מתקני ההנזלה הינה כ- 12 BCM בשנה.

7.11.6 הסכם לאספקת קונדנסט לפז זיקוק אשדוד

ביום 28.11.2012 נחתם בין פז זיקוק אשדוד לבין שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), הסכם לאספקת קונדנסט (להלן בסעיף זה: "ההסכם"), על פיו התחייבו המוכרים לספק לפז זיקוק אשדוד קונדנסט במשך תקופה של 5 שנים שהחלה ביום 30.3.2013, בהיקף (כמויות ומחיר) שאינו מהותי. בחודש נובמבר 2016 הוסכם בין הצדדים על הארכת ההסכם ל-5 שנים נוספות. מחיר הקונדנסט נקבע על-פי מחירי הברנט (Brent) בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה. עיקר המכירות של קונדנסט על ידי שותפי תמר היתה במסגרת הסכם ההתקשרות הנ"ל.

7.12 שיווק והפצה

7.12.1 אספקה לשוק המקומי

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ובפרויקט לווייתן, פועלת לשיווק גז טבעי וקונדנסט לצרכנים פוטנציאליים, מעבר ללקוחות הקיימים של השותפות (ראו סעיף 7.10.2 לעיל) ומנהלת משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים במשק המקומי ובכללם יצרני חשמל פרטיים וצרכנים תעשייתיים, במטרה להתקשר בהסכמים מחייבים למכירת גז טבעי ו/או

²³³ עסקת הרכישה הושלמה ברבעון הראשון של שנת 2016.

קונדנסט מהפרויקטים האמורים, והכל בהתאם למחירי הגז ותקופת ההסכמים הקבועים במתווה הגז, כמפורט בסעיפים 7.23.1(ב) ו-7.23.1(ג)1 להלן ובכפוף ליכולת האספקה של הפרויקטים האמורים.

הזרמת הגז הטבעי לחלק מהלקוחות הנוספים עשויה להיות תלויה גם בהמשך פיתוחה של מערכת ההולכה הארצית לגז טבעי, על-ידי נתג'ז, ובהשלמת מערכות החלוקה האזוריות.

7.12.2 ייצוא

(א) כללי

השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים פועלת למציאת שווקים מחוץ לישראל ומחוץ לקפריסין לשווק הגז הטבעי שגילתה. להערכת השותפות, השווקים הפוטנציאליים כוללים את המדינות הקרובות לישראל אליהן ניתן לייצא גז באמצעות צנרת והשווקים הגלובלים הרחוקים יותר אשר ניתן לייצא אליהם באמצעות LNG (גז"ן) או CNG (גז טבעי דחוס). במסגרת מאמצי השיווק של השותפות לייצוא, נחתמו מספר הסכמים עם לקוחות בירדן ובמצרים וכן מתקיימים משאים ומתנים לאספקת גז טבעי ללקוחות נוספים במדינות אלה ובמדינות נוספות²³⁴. כמו כן, בוחנת השותפות כדאיות כלכלית למספר פרויקטים לייצוא באמצעות LNG (לרבות FLNG) ו-CNG, כמפורט להלן.

(ב) צנרת

1. השותפות מקדמת, בנוסף להסכמי הייצוא המפורטים בסעיפים 7.11.5 לעיל, ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים, בקשר עם ייצוא גז טבעי בצנרת, בהיקפים משמעותיים לירדן, מצרים, הרשות הפלסטינית, טורקיה ולקפריסין.

במסגרת המגעים ו/או המשאים ומתנים הנ"ל נדונים הפרמטרים המרכזיים בהסכמים האפשריים למכירת גז טבעי בצנרת, הכוללים בין היתר, תקופת התקשרות, כמויות, קיבולת, מחיר ליחידה, נוסחת הצמדה, התחייבות רכישה מינימאלית (Take or Pay), התחייבות לבניית הצנרת וכיוצ"ב. כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, מתקיימים מגעים ובחינת היתכנות טכנית של גורמי ממשל ובמימון לבניית צנרת לייצוא גז טבעי לאיטליה, דרך, בין היתר, קפריסין ויוון.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן

²³⁴ לפרטים אודות הסכמי הייצוא ומכתבי הכוונות שנחתמו ראו סעיף 7.11.5.

השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי המגעים ו/או המשאים ומתנים הנ"ל יבשילו לכדי הסכמי מכירת גז מחייבים ושיתקיימו התנאים הנדרשים לפי כל דין לכניסתם לתוקף של הסכמים כאמור, ככל שייחתמו.

2. להלן תיאור שווקי היעד הפוטנציאליים המרכזיים לייצוא גז טבעי בצורת מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן²³⁵ –

א. ירדן – להערכת השותפות, הביקוש לגז הטבעי במשק הירדני בשנת 2020 צפוי לעמוד על כ- 5-6 BCM בשנה, וזאת בהתבסס על הערכות חברות ייעוץ חיצוניות. כיום, חוכרת ירדן מתקן גיזוז צף הממוקם בסמוך לעקבה לצורך ייבוא גז טבעי נזולי. למיטב ידיעת השותפות, החל משנת 2015 חתמה ירדן על מספר הסכמים קצרי טווח לייבוא LNG, בהיקף של כ-3 BCM לשנה. בשנים 2016 ו-2017 צרכה ירדן כ-4 BCM וכ-4.2 BCM גז טבעי, בהתאמה, שעיקרם הגיע באמצעות ייבוא LNG. החל מראשית שנת 2017 מייצאים שותפי תמר גז טבעי לירדן, כמפורט בסעיף 7.11.5(א) לעיל, באמצעות חיבור של מערכת ההולכה הישראלית למפעלים הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן: "הצינור הדרומי"). בנוסף, במהלך שנת 2019 צפוי להסתיים פרויקט הקמת צינור גז טבעי חדש אשר יחבר את מערכת ההולכה של נתג'יז (מאזור דוברת) לגבול עם ירדן וכן הקמה של צינור שיחבר את הצינור החדש שיוקם על ידי נתג'יז בגבול ישראל לירדן לצנרת ההולכה הקיימת בירדן (הצינור הפן ערבי המופעל על ידי חברת FAJR) (להלן: "הצינור הצפוני") לעניין תקציב בניית הצינור הצפוני, כפי שאושר על-ידי שותפי לווייתן, ראו סעיף 7.4.4 לעיל. בהתבסס על הנתונים הידועים לשותפות ולמפעילה, קיבולת הצינור הצפוני תאפשר הזרמה של גז טבעי בכמות שנתית של עד כ-10 BCM לירדן ודרך ירדן למצרים.

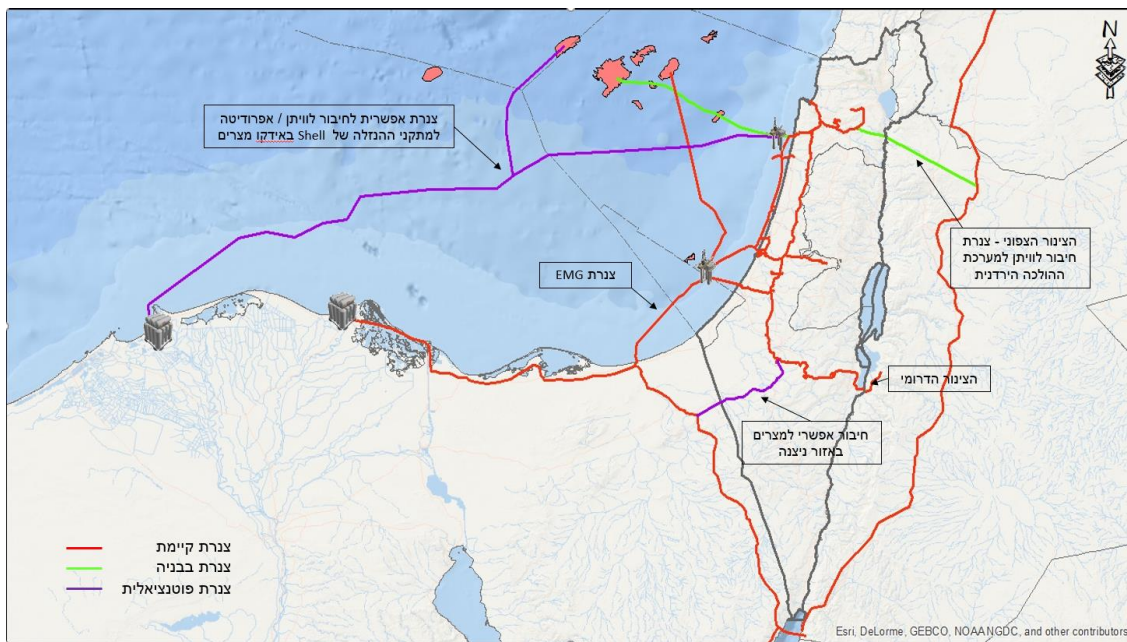
לעניין ההסכמים שנחתמו ביחס לאספקה לירדן, ראו סעיפים 7.11.5(א) ו-7.11.5(ב) לעיל.

ב. מצרים – למיטב ידיעת השותפות, ההפקה המקומית במצרים בשנת 2017 עמדה על כ-52 BCM, גידול של כ-10 BCM ביחס לשנת 2016, תוך שהגידול בהפקה נבע בעיקרו מתחילת הפקת גז טבעי משדות גז חדשים. הביקוש לגז טבעי לשוק המקומי במצרים בשנת 2017 עמד כ-59 BCM, מתוכם כ-8.3 BCM בקיזוז שיובאו בצורה של גז טבעי נזולי לצריכה בשוק המקומי. בקיזוז

²³⁵ המידע האמור נערך על-ידי השותפות, בין היתר, בהתבסס על נתוני חברות ייעוץ שונות.

כמויות מועטות של גז טבעי נוזלי שיוצאו ממצרים בשנת 2017, עמד ייבוא הגז הטבעי הנוזלי למצרים בשנת 2017 על כ-BCM 6.8. להערכת השותפות, בהתבסס על חברות ייעוץ חיצוניות, בשנת 2018 צפויה ההפקה המקומית לעמוד על כ-BCM 64 (בעיקר בשל תחילת ההפקה ממאגר Zohr שהחל הפקה במחצית דצמבר 2017) בהיקף דומה להיקף הביקוש המקומי החזוי ל-2018. יש לציין כי העונתיות בשימוש בגז טבעי במצרים גורמת לכך שמצרים עשויה לייצא כמויות מסוימות של גז טבעי בחודשי החורף ולייבא גז טבעי בחודשי הקיץ. כמו כן, במצרים שני מתקני הנזלת גז טבעי לייצור גז"ן (LNG) לייצוא ממצרים, בעלי יכולת הנזלה כוללת של כ-12.2 מיליון טון גז נוזלי בשנה, לגביהם נדרש גז טבעי להזנתם (Feed Gas) בהיקף של כ-BCM 18-19 בשנה. נכון למועד פרסום הדוח, בשל מחסור בגז טבעי במצרים, פועלים מתקנים אלה בתפוקה נמוכה או שאינם פועלים כלל. לגבי הטווח הרחוק יותר, תחזיות הביקוש לשוק המקומי המצרי לשנת 2020 נמצאות בטווח שבין BCM 67 ל-75, וזאת מבלי לכלול את הגז הטבעי הנדרש כ-Feed Gas להזנת מתקני ההנזלה האמורים. למיטב ידיעת השותפות, פועלת ממשלת מצרים לקידום פרויקטי אספקת גז טבעי מתגליות בישראל וקפריסין, מתוך מטרה להפוך את מצרים למרכז אזורי (HUB) לגז טבעי, וזאת על מנת לספק את צרכי המשק המקומי לצד שימוש במתקני הייצוא הקיימים וקידום השקעות במתקני ייצוא חדשים, וכל זאת במקביל לעידוד פעולות פיתוח וחיפוש פרויקטי גז טבעי (אקספלורציה) במצרים. פעילות חיפוש גז טבעי, המקודמת על-ידי ממשלת מצרים, עשויה להגביר ולהאיץ את פעילות חיפוש הגז טבעי במצרים, ולפיכך תיתכנה תגליות גז טבעי נוספות במצרים. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז טבעי למצרים, ראו סעיפים 7.11.5(א)2, 7.11.5(ב)2 ו-7.11.5(ב)3 לעיל. נכון למועד פרסום הדוח, בוחנת השותפות ביחד עם שותפיה אפשרויות שונות להזרמת גז טבעי מישראל למצרים, ובהן הזרמת גז טבעי דרך ירדן (תוך שימוש בצינור הפן ערבי) וזאת באמצעות הצינור הצפוני לירדן, ו/או הקמת צינור ימי חדש למצרים ובנית חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למצרים (באזור ניצנה או כרם שלום). בד בבד, מנהלת השותפות, ביחד עם נובל וגורמים מצריים, משאים ומתנים עם בעלי הזכויות השונים בחברת East Mediterranean Gas Limited (להלן: "EMG") לבחינת רכישת זכויות ב-EMG על מנת להשתמש בצינור הגז שבבעלות EMG לצורך

הזרמת גז טבעי מישראל למצרים. יודגש כי המשאים ומתנים הנ"ל אינם מחייבים את הצדדים עד לחתימת הסכמים מחייבים וכי אין כל וודאות כי ייחתמו הסכמים מחייבים כאמור. עוד יצוין, כי כניסתם לתוקף של הסכמים מחייבים (אם וככל שייחתמו) תהא כפופה להתקיימות תנאים מתלים שונים, ובין היתר, קבלת כל האישורים הרגולטורים הנדרשים לפי כל דין, ביצוע מבחנים טכניים על מנת לבחון ולאשר את האפשרות להשתמש בצינור של EMG והסדרת הבוררות הפתוחות של EMG ובעלי מניותיה.



אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל בנוגע למשאים ומתנים והקמה ו/או שימוש בתשתיות כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי המשאים ומתנים הנ"ל יבשילו לכדי הסכמים מחייבים ושיתקיימו התנאים הנדרשים לפי כל דין ויתמלאו התנאים המתלים לכניסתם לתוקף של הסכמים כאמור, אם וככל שייחתמו.

ג. הרשות הפלסטינית – ישראל הינה המקור העיקרי המספק חשמל לשטחי הרשות הפלסטינית (איו"ש ורצועת עזה). בשנים אחרונות, החלה הרשות הפלסטינית בהליך ליצירת יכולת ייצור חשמל עצמאית, וזאת, בין היתר, באמצעות קידום הקמת תחנת כח חדשה לייצור חשמל בגנין. נכון למועד פרסום הדוח, מנהלת השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים,

משאים ומתנים בשלבים שונים עם גורמים שונים, בקשר עם אפשרות לאספקת גז טבעי לתחנות כוח בעזה ו/או באזור ג'נין. להערכת השותפות הביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנות הכוח שעתידה לקום באזור ג'נין עתיד לעמוד על כ-0.7 BCM בשנה.

ד. טורקיה – צריכת הגז הטבעי בטורקיה עמדה בשנת 2016 על כ-46.3 BCM וצריכת הגז הטבעי בשנת 2017 עמדה על כ-BCM 54.5, גידול של כ-17.8% ביחס לצריכת הגז בשנת 2016. נכון למועד פרסום הדוח, טורקיה תלויה לחלוטין בייבוא גז טבעי בצנרת ובגט"ן על מנת לספק את הביקוש המקומי שלה לגז טבעי. ככלל, פועלת טורקיה לגוון את מקורות האספקה שלה וכן להפוך למדינת מעבר של גז בצנרת לאירופה, לרבות באמצעות הגדלת כמויות הגז הטבעי המוזרמות אליה ודרכה ממדינות המספקות לה כיום גז טבעי. בשנים האחרונות, מנהלת השותפות מגעים עם גורמים שונים בשוק הטורקי לאספקת גז טבעי ממאגר לווייתן וכן מנהלת מגעים עם גורמים רשמיים בממשלת טורקיה לפרויקט שיכלול הקמת צינור ימי מישראל לטורקיה למכירת גז טבעי למשק הטורקי ודרך המשק הטורקי לאירופה.

ה. קפריסין – נכון למועד פרסום הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי כלל. לפרטים נוספים אודות השוק הקפריסאי, ראו סעיף 7.14.3(ב) להלן. השותפות ממשיכה ומקדמת, ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה, מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים בקשר עם ייצוא גז טבעי ממאגר אפרודיטה, בהיקפים משמעותיים, לשווקים אזוריים ובכללם השוק המצרי, לרבות משא ומתן לאספקת גז טבעי להזנת מתקן ההנזלה של Shell, הקיים בעיר אידקו שבמצרים בהיקף של כ-6 BCM בשנה לתקופה של כ-15 שנה. לפרטים אודות מכתב כוונות שנחתם בין שותפי לווייתן לבין Shell, ראו סעיף 7.11.5(ב) לעיל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי המגעים ו/או המשאים ומתנים הנ"ל יבשילו לכדי הסכמי מכירת גז מחייבים ושיתקיימו התנאים הנדרשים לפי כל דין לכניסתם לתוקף של הסכמים כאמור, ככל שייחתמו.

(ג)

גז טבעי נוזלי (גט"ן)

השותפות בוחנת אפשרות להנזלת הגז ושינועו במצב נוזלי (גט"ן) במיכליות ייעודיות למדינות שונות אשר בהן יש ביקושים ותשתית לייבוא גט"ן וכן למדינות אשר בוחנות אפשרות להקמת תשתית לייבוא גט"ן. יצוין, כי בניית מתקן להנזלת גז טבעי הינו פרויקט מורכב ביותר, בין היתר, בשל היקף ההשקעה העצום, ובשל אתגרים טכנולוגיים, תכנוניים, הנדסיים, סביבתיים ומסחריים הכרוכים בפרויקט מסוג זה.

מתווה נוסף הנבחן על-ידי השותפות הינו הקמת מתקן הנזלה צף (FLNG) שימוקם בים מעל מאגר הגז על גבי אניה ייעודית תוך שימוש ואינטגרציה של טכנולוגיות הנזלה קיימות ומוכרות. נכון למועד פרסום הדוח, מתקן ההנזלה הצף המסחרי הראשון בעולם החל פעולתו וכן ישנם מתקני הנזלה צפים נוספים המצויים בשלבי תכנון והקמה, לרבות מתקן הנזלה צף במים עמוקים. עם השלמת הקמתם של מתקנים כאמור, תלמד השותפות את יעילותם הכלכלית והטכנית ותמשיך ותבחן את האפשרות ליישם בפרויקטי לווייתן, תמר ואפרודיטה.

השותפות מנהלת מגעים, בשלבים שונים, עם ספקי FLNG, מתוך מטרה לבחון את ההיתכנות הטכנו-כלכלית של הקמת מתקן FLNG עבור פרויקטי לווייתן או אפרודיטה.

(ד)

גז טבעי דחוס (CNG) –

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות מבצעת בחינה ראשונית של האפשרות לייצא גז למדינות באגן הים התיכון באמצעות דחיסת הגז הטבעי (CNG) ושינועו באניות ייעודיות למדינות אלה, לרבות בחינת תכנון הנדסי לפרויקט. ייצוא גז טבעי באופן זה עשוי לאפשר גישה לשווקי ייצוא חדשים ונוספים, לרבות יוון, איי הים התיכון, איטליה ומדינות נוספות. השותפות קיימה דיונים ראשוניים עם ממשלות המעוניינות בגז טבעי ישראלי באופן זה. יצוין כי למיטב ידיעת השותפות, בעולם לא קיימים כיום פרויקטים לאספקת CNG באמצעות פלטפורמות ימיות.

7.13 צבר הזמנות

7.13.1 להלן צבר ההזמנות של השותפות אשר חושב בהתבסס על כמויות הגז

המינימאליות (לפי כמות ה-Take Or Pay שבחווה) שנקבעו בהסכמים מחייבים (הסכמים בהם התקיימו כל התנאים המתלים) לאספקת גז טבעי מפרויקטי ים תטיס, תמר ולווייתן, אותם התחייבו הלקוחות לצרוך או לשלם, בכפוף להנחות העיקריות הבאות: (1) כל האופציות שניתנו ללקוחות שותפי תמר ולווייתן להקטנת הכמות החוזית כמפורט בסעיפים 7.11.4(א)3 ו-7.11.4(ב)1 לעיל תמומשה; (2) במהלך שנת 2018 הצריכה המינימאלית של חברת החשמל תעמוד על כ-5 BCM בשנה (ללא ביצוע ההתאמות הקבועות בהסכם אספקת הגז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל, כמפורט בסעיף 7.11.4(א)4.ה לעיל) ולאחר מכן תעמוד על כ-5 BCM 3 בשנה (בהנחה של אי מימוש carry forward); (3) תחילת אספקת הגז מפרויקט לווייתן תחל ברבעון הרביעי לשנת 2019; (4) תחזיות המחירים מבוססות על ההנחות

שנלקחו ביחס לחישוב התזרים המהוון בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.9(א)3 לעיל; (5) ההכנסות חושבו בהתאם להחזקות השותפות לאחר מיזוג השותפויות; (6) ההכנסות מפרויקט תמר חושבו על-פי החזקות השותפות (במישרין ובעקיפין) בפרויקט תמר (25.7855%):

שנה	סך הכנסות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2017 ²³⁶
*2018 1Q	כ-92.5
*2018 2Q	כ-92.5
*2018 3Q	כ-92.5
*2018 4Q	כ-92.5
2019	כ-320
2020	כ-530
2021	כ-510
2022	כ-500
2023	כ-500
2024	כ-510
2025	כ-510
2026	כ-510
2027	כ-520
2028	כ-440

* החלוקה בין הרבעונים נעשתה באופן לינארי.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססות על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים המחייבים לאספקת גז טבעי מפרויקט ים תטיס, תמר ולוויתן ועל ההנחות המפורטות בסעיף זה, ואין כל וודאות בהתממשותן, וזאת בין היתר, עקב השפעתם האפשרית של מי מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות השותפות, כמפורט בסעיף 7.29 להלן.

7.13.2 צבר ההזמנות של השותפות נכון ליום 31.12.2016 בגין שנת 2017 היה בהיקף כספי של כ-440 מיליוני דולר משקף את החזקות השותפות בפרויקט תמר בשיעור של 31.25%. בפועל הכנסות השותפות מצבר ההזמנות הני"ל הסתכמו בשנת 2017 לסך של כ-579 (משקף את החזקות השותפות בפרויקט תמר בשיעור של 31.25%)²³⁷. מיליוני דולר. הפער בין היקף ההכנסה הצפוי בצבר ההזמנות לבין ההכנסות בפועל בשנת 2017 נובע מכך שהיקף המכירות בפועל היה גבוה יותר מכמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים לאספקת גז טבעי מהפרויקטים האמורים

²³⁶ נכון ליום 20.3.2018 לא חל כל שינוי בצבר ההזמנות.
²³⁷ הכנסות השותפות בפועל מצבר ההזמנות המשקפות את החזקות השותפות בפרויקט תמר עד ליום 30.6.2017 בשיעור של 31.25% והחל מיום 1.7.2017 בשיעור של 25.7% הסתכמו בשנת 2017 לסך של כ-527 מיליוני דולר.

7.14 תחרות

7.14.1 תגליות גז טבעי בישראל

ככלל, עקב המורכבות והעלות הגבוהה בהובלת גז טבעי שלא באמצעות צנרת הולכה (כגון באמצעות הקמת מתקן גט"ן אשר מחייבת עתודות גז טבעי בהיקף משמעותי והשקעות כספיות אדירות), השוק הטבעי לאספקת גז טבעי הינו השוק במדינה בה נתגלה מאגר הגז הטבעי ובמדינות שכנות אליהן אפשר להוביל את הגז הטבעי בצינור. על-כן, עיקר התחרות של מאגרי הגז של השותפות בישראל היא עם בעלי נכסי נפט הפועלים בישראל ובמדינות שכנות, וכן עם יבואני גט"ן.

עם תחילת הזרמת הגז הטבעי ממאגר תמר וסיום ההפקה הסדירה ממאגרי ים תטיס, רובו המכריע של הגז הטבעי שמסופק כיום למשק הישראלי מקורו במאגר תמר, שהינו המאגר המהותי היחיד המפותח בשטח מדינת ישראל. בנוסף למאגר תמר, מסופקות כמויות קטנות של גז טבעי באמצעות אוניית הגיזוז דרך המצוף הימי שהוקם על ידי נתג"ז (להלן: "המצוף הימי לייבוא LNG").

לשם קיום הוראות מתווה הגז (כמפורט בסעיף 7.23.1 להלן) (א) נמכרו זכויותיהן של השותפות, אבנר ונובל במאגרי כריש ותנין לאנרג'יאן; (ב) השותפות החלה בתהליך מכירה של החזקותיה בחזקות תמר ודלית, במסגרתו הועברו 9.25% מזכויותיה של השותפות בחזקות תמר ודלית לחברת תמר פטרוליום, כמפורט בסעיף 1.1.7 לעיל; (ג) הושלמה עסקה למכירת 3.5% מזכויותיה של נובל בחזקות תמר ודלית לאוורסט; וכן (ד) כמפורט בסעיף 1.1.8 (ז) לעיל, ביום 14.3.2018 הושלמה עסקה למכירת 7.5% מזכויותיה של נובל בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום.

להערכת השותפות, לאור אישור מתווה הגז, בשנים הקרובות יפותחו לפחות שני מאגרים נוספים אשר צפויים להוות ספקים משמעותיים נוספים של גז טבעי ביחד עם מאגר תמר המפיק והם: מאגר לויתן אשר מכיל משאבים של TCF כ-21.4 (עתודות מסוג 2P ומשאבים מותנים מסוג 2C); לפרטים נוספים ראו את דוח המשאבים בסעיף 7.4.10 לעיל; וכן מאגר כריש, אשר למיטב ידיעת השותפות על-פי נתונים שפורסמו במסגרת תשקיף אנרג'יאן, מכיל משאבים מותנים מסוג 2C בהיקף של TCF כ-1.63²³⁸. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.8.3 לעיל. יצוין, כי על פי הוראות מתווה הגז, מאגרי כריש ותנין מיועדים לאספקת גז לשוק המקומי בלבד.

כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, על-פי תנאי הרשיונות, אשר הוענקו בעבר על-ידי הממונה על ענייני הנפט למספר גופים נוספים, אמורים להתבצע בעתיד מספר קידוחי ניסיון.

²³⁸ יצוין, כי המאגרים האמורים כוללים אף כמויות נוזלים פחממניים.

7.14.2

בנוסף, ביום 15.11.2016 הכריז שר האנרגיה על פתיחת הים לחיפושי נפט וגז טבעי, בהליך תחרותי (להלן: "**ההליך התחרותי**"), לאור ממצאי מחקר בלתי תלוי, אשר נערך עבור משרד האנרגיה, ובו נקבע כי ניתן למצוא משאבים נוספים של גז טבעי בהיקף כולל של 6.6 מיליארד חביות נפט וכ- 2,137 BCM גז טבעי, אשר טרם נתגלו באגן הימי של ישראל. במסגרת ההליך התחרותי הוצעו 24 שטחי חיפוש בגודל מקסימלי של 400 קמ"ר כל אחד, ובמרחק של 7 ק"מ לפחות מקו החוף, והכל בהתאם להוראות משרד האנרגיה בעניין. על פי תנאי המכרז, על מנת לעודד תחרות בשוק הגז בישראל, גוף המחזיק בלמעלה מ- 25% מהזכויות (באופן ישיר או עקיף), ברשיון ימי בעל היקף עתודות של למעלה מ- 200 BCM (2C), במועד פרסום המכרז, היה מנוע מלהגיש הצעה במכרז.

בהתאם להליך התחרותי שהסתיים באמצע נובמבר 2017, ביום 15.1.2018 העניק משרד האנרגיה רישיונות חיפוש גז טבעי ונפט במים הכלכליים של ישראל (בלוקים 12, 21, 22, 23, 31) לחברת אנרגיאן היוונית. בהתאם להודעת משרד האנרגיה, הרישיון יינתן למשך תקופה של 3 שנים. בתום התקופה, ניתן יהיה להאריכו ל-3 שנים נוספות בתנאי שבעליו ביצעו את תכנית העבודה ומתחייבים לבצע קידוח במהלך תקופת ההארכה. כמו כן, המליצו חברי מועצת הנפט לממונה להעניק רישיון חיפוש בבלוק אחד לקונסורציום של חברות הודיות. נכון למועד פרסום הדוח ולפי פרסומי משרד האנרגיה, קונסורציום החברות ההודיות טרם השלים את הליך קבלת הרישיון הנדרש על ידי משרד האנרגיה במסגרת ההליך התחרותי.²³⁹ ככל שקידוחים שיבוצעו בשטחי רישיונות קיימים ו/או חדשים כאמור לעיל, יובילו לממצאים של גז טבעי בהיקפים משמעותיים וככל שתגלויות אלה (ככל שהייתה) תפוחנה, הרי שגם מאגרים אלה עשויים להוות מתחרים הפועלים במשק המקומי ובמדינות שכנות.

בנוסף, ככל הידוע, קבוצת British Gas (כיום Shell) גילתה לפני למעלה מ- 15 שנים מול חופי עזה מאגר גז טבעי בהיקף הדומה לזה של פרויקט ים תטיס, ויתכן כי בעתיד מאגר זה יפותח וישווק למשק המקומי ולרשות הפלסטינית.

בינואר 2013 החל יבוא של גז"ן למשק המקומי באמצעות מתקן קבלת גז"ן מול חופי חדרה (להלן בסעיף זה: "**המתקן**"). המתקן מיועד לקלוט מכלית גז"ן ההופכת גז"ן לגז. המתקן מתוכנן לקבל גז שגוזז כאמור בהיקף של עד כ-0.5 BCF ליום. המתקן הוקם על מנת לאפשר אספקה של גז למשק המקומי בטווח זמן קצר, וזאת לאור המחסור שנוצר בזמנו בשל ביטול הסכם אספקת הגז ממצרים עם חברת EMG וכן לייצר לחברת החשמל יתירות אסטרטגית באספקת גז טבעי. השימוש העיקרי בגז"ן הוא כדלק גיבוי לחברת החשמל, ולכן, נכון למועד פרסום הדוח, אינו מהווה תחרות מהותית לגז הטבעי המסופק על ידי השותפות.

²³⁹ על מנת לסיים את הליכי קבלת הרישיון, ולאשר את ההצעות באופן סופי, על חברת ONGC – המפעילה בקבוצת חברות ההודיות, להשלים פרטים טכניים כגון, תשלום בונוס החתימה ואגרת רישיון, וכן להעביר למשרד ערבויות עבור הרישיון. כמו כן, צריכה חברת ONGC למנות נציג רשמי בישראל ולהירשם כחברה זרה בישראל. חברת ONGC הייתה אמורה להשלים את הדרישות עד 30 יום משליחת הודעה על זכייתה ברישיון.

בנוסף, ובכל הקשור לצריכת גז טבעי על-ידי חברת החשמל, נמצאים ספקי גז טבעי בתחרות עם פחם (המהווה דלק חלופי מזהם אך זול יחסית לייצור חשמל), ועל כן רמת הצריכה ומחיר הגז הטבעי עשויים להיות מושפעים ממחיר הפחם בעולם.²⁴⁰ כמו כן, ביום 29.6.2017 פרסמה חברת החשמל הזמנה להציע הצעות (RFI) לאספקת גז טבעי לחברת החשמל החל משנת 2020 (להלן: "ההזמנה"), כאשר לפי פרטי ההזמנה חברת החשמל מעוניינת לרכוש בין 0.5 BCM ל- 2 BCM לשנה, ללא התחייבות לרכישה של כמות שנתית מינימאלית (Take or Pay). בנוסף, הגז הטבעי המסופק על ידי השותפות ללקוחות תעשייתיים, מחליף שימוש בדלקים נוזליים, כגון סולר ומזוט וכן אנרגיות מתחדשות. מחיר הסולר גבוה יותר ממחיר הגז הטבעי המסופק על-ידי השותפות, אולם על אף היותם מזהמים, ירידה במחירי הנפט בעולם עלולה להפוך דלקים אלה לתחרותיים בהשוואה לגז הטבעי המסופק לצרכנים אלה. בנוסף לכך, הרצון להגברת ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות ונקיות, כגון אנרגית רוח או אנרגית שמש, עשוי גם כן להוביל לתחרות בגז הטבעי. לפרטים נוספים אודות תחליפים לגז הטבעי, ראו סעיף 7.1.8 לעיל.

נפט, ככל שיתגלה בעתיד על-ידי השותפות, קל יותר לשיווק, והוא יכול להימכר הן לשוק המקומי והן לשוק הבינלאומי, ומכאן שהתחרות גדולה יותר אך גם אפשרויות המכירה רבות יותר. עם זאת, הנפט הינו סחורה (Commodity) שמחירה מוכתבים על-ידי תנודות היצע וביקוש כלל עולמיות.

7.14.3 תגליות גז טבעי באגן המזרחי של הים התיכון

(א) מצרים

למיטב ידיעת השותפות, היקף העתודות המוכחות במצרים מוערך בכ-TCF 65.2 וקיים פוטנציאל לתגליות משמעותיות נוספות.²⁴¹ בנוסף, בשנת 2015 התגלה במצרים מאגר הגז הטבעי 'Zohr', אשר, נכון למועד פרסום הדוח, טרם פורסם היקף המשאבים הניתנים להפקה ממנו (Recoverable Reserves), אך למיטב ידיעת השותפות בהתבסס על חברות ייעוץ חיצוניות, הוא מוערך בכ-TCF 22.14. מאגר Zohr סיים את שלב הפיתוח הראשון שלו והחל בהפקת גז טבעי בדצמבר 2017, ומיועד למיטב ידיעת השותפות, לאספקת גז טבעי לשוק המקומי המצרי. היקף ההפקה הצפוי מהמאגר בשלב הנוכחי והראשון מוערך בכ- 9.3 BCM, עם גידול עתידי בהיקף ההפקה עד לכ- 26 BCM בשנה. היקף זה הופך את מאגר Zohr לספק משמעותי של גז טבעי לשוק המצרי. לפרטים נוספים אודות שווקי היעד המרכזיים האפשריים לייצוא גז טבעי על-ידי השותפות, ראו סעיף 7.12.2(ב) לעיל.

(ב) קפריסין

1. נכון למועד פרסום הדוח, לקפריסין תלות כמעט מוחלטת בייבוא של מוצרי נפט למיניהם וייצור החשמל בקפריסין מבוסס בעיקרו (כ-90%)

²⁴⁰ לפרטים בדבר החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם, ראו סעיף 7.23.5(ז) להלן.
²⁴¹ BP Statistical Review of World Energy 2017.

על שריפת מוצרים מבוססי נפט כגון דיזל. בנוסף, לקפריסין קשיים בהתחברות לתשתיות האנרגיה באירופה בשל מיקומה הגיאוגרפי והיותה אי. בשנת 2007 הקימה ממשלת קפריסין את חברת הגז הציבורית (להלן: "DEFA"), שאחראית באופן בלעדי על ייבוא, אחסון, שיווק, הובלה, אספקה וסחר של גז טבעי בקפריסין לרבות ניהול מערכת ההולכה והחלוקה של גז טבעי בקפריסין. על-פי תקנות שהותקנו בשנת 2007 בנוגע למשק הגז הטבעי בקפריסין לחברת הגז האמורה קיימת בלעדיות על יבוא ושיווק של גז טבעי בקפריסין.

2. יצוין כי, נכון למועד פרסום הדוח, אין בקפריסין שימוש בגז טבעי. עם זאת, בעקבות תגלית אפרודיטה נוצר בקפריסין מקור אפשרי של גז טבעי מקומי, ואולם לנוכח היקף ההשקעה הצפוי הדרוש לפיתוח השדה ולאור היקפו המוגבל של השוק הפוטנציאלי המקומי בקפריסין, נראה כי פיתוח מאגר אפרודיטה ואספקת הגז הטבעי ממנו לשוק המקומי תלויה ביכולת הרשויות בקפריסין לקדם הקמת תשתיות ייצוא שיצדיקו את פיתוח המאגר ומסחרו.

נכון למועד פרסום הדוח, בהיעדר רגולציה רלבנטית בקפריסין בכל הנוגע למתקני ייצוא של גז טבעי, לא ניתן להעריך כיצד תגליות נוספות, ככל שתהיינה, עשויות להשפיע, אם בכלל, על האופן בו ייוצא גז טבעי מקפריסין ועל התחרות, ככל שתתפתח, בכל הנוגע לשוק המקומי ולגישה לתשתיות הייצוא.

3. למיטב ידיעת השותפות, ממשלת קפריסין וחברת החשמל הקפריסאית פועלות לקידום החלפת השימוש במוצרים מבוססי נפט לייצור חשמל בשימוש בגז טבעי. במהלך הרבעון השלישי של שנת 2017 פרסמה ממשלת קפריסין מכרז למתן שירותי ייעוץ בנושא פרויקט יבוא של גז טבעי נוזלי לקפריסין.

4. בנוסף, ביום 24.3.2016 פרסמה ממשלת קפריסין מכרז שלישי (בהמשך למכרזים שפורסמו בשנים 2007 ו-2012) למתן רשיונות חיפוש נוספים במים הכלכליים של קפריסין. ביום 22.7.2016 הגישה השותפות באמצעות קונסורציום הכולל את השותפות, ו-Capricorn Oil Limited (להלן בסעיף זה: "המציעים") הצעה במסגרת המכרז, וזאת לאור הסינרגיה לפעילות השותפות בתחום החיפוש הפיתוח, ההפקה והשיווק של גז טבעי באגן המזרחי של הים התיכון. לאחר סיום תהליך בחינת ההצעות במכרז פרסמה ממשלת קפריסין ביום 17.3.2017 כי הצעתה של חברת Eni זכתה במסגרת המכרז בבלוק לגביו הגישה השותפות הצעה, כאמור לעיל.

5. במהלך המחצית השנייה של שנת 2017 בוצע קידוח אקספלורציה של חברות Total הצרפתית ו-Eni האיטלקית בשטח רישיון בלוק 11 במים הכלכליים של קפריסין, רישיון שהוענק במסגרת מכרז שפרסמה

ממשלת קפריסין בשנת 2012. לאחר השלמת הקידוח האמור בחודש ספטמבר 2017, דיווחה Total כי בקידוח נמצאה כמות משאבים מועטה וכי אין מדובר בתגלית מסחרית.

6. בחודש פברואר 2018 פורסם כי קונסורציום של חברות Total ו-Eni גילה תגלית גז טבעי חדשה בבבלוק 6 במים הכלכליים של קפריסין, הנקראת 'קאליפסו'. טרם פורסמו אומדני הערכת משאבים בתגלית הנ"ל. לתגלית זו תיתכן השפעה על פעילות השותפות בקפריסין ו/או במצרים. כמו כן, ייתכן שהחברות בעלות המאגר תרצנה לייצא את הגז לשוק המקומי המצרי ו/או להפנותו למתקני ההנזלה המצריים לטובת הנזלה ומכירה בשווקים הבינלאומיים, תוך שהנזלת גז זה תאכלס חלק מיכולת ההנזלה במתקני ההנזלה המצרים.

7. בנוסף, למיטב ידיעת השותפות, צפויים להתבצע במהלך שנת 2018 קידוחי אקפלורציה נוספים במים הכלכליים של קפריסין, בין היתר, על-ידי קונסורציום בראשות ExxonMobil בבבלוק 10²⁴², ועל-ידי קונסורציום בראשות ENI בבבלוקים 3 ו-8²⁴³. יצוין כי, על-פי פרסומים בתקשורת, בשל המתיחות הקיימת בין קפריסין היוונית לבין חלקו הצפוני של האי (קפריסין הטורקית), חל עיכוב בתחילת ביצוע קידוח בבבלוק 3.

7.15 עונתיות

7.15.1 בישראל, צריכת הגז הטבעי לייצור חשמל של חברת החשמל ויצרני חשמל פרטיים, מושפעת בין היתר משינויים עונתיים בביקושי החשמל ומתכניות התחזוקה של יצרני החשמל. בדרך כלל ברבעון השלישי של השנה (חודשי הקיץ) צריכת החשמל היא הגבוהה ביותר.

7.15.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (במונחי 100% מפרויקט תמר ומפרויקט ים תטיס) בשנתיים האחרונות²⁴⁴:

תקופה	רבעון ראשון (ב-BCM)	רבעון שני (ב-BCM)	רבעון שלישי (ב-BCM)	רבעון רביעי (ב-BCM)
2017	2.4	2.5	2.6	2.4
2016	2.2	2.3	2.6	2.3

7.16 מתקנים וכושר ייצור

7.16.1 פרויקט תמר

²⁴² בהתבסס על פרסומים פומביים של ExxonMobil.

²⁴³ בהתבסס על פרסומים פומביים של ENI.

²⁴⁴ הנתונים מתייחסים לכלל מכירת גז טבעי של כל שותפי ים תטיס ושותפי תמר מעוגלים לעשירית BCM. יצוין, כי הנתונים אינם כוללים כמויות שסופקו מהמצוף הימי לייבוא LNG אשר לרוב פועל בעיקר בחודשי שיאי הביקוש לגז טבעי.

המתקנים בפרויקט תמר, כוללים, בין היתר: שישה קידוחים בעלי כושר הפקה של כ-250 MMCF ליום כל אחד²⁴⁵; מערך הפקה תת-ימי המרכז את הפקת הגז מהקידוחים כאמור; שני צינורות תת ימיים בקוטר 16 אינטש ובאורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, להולכת הגז משדה תמר לפלטפורמת ההפקה; פלטפורמת הפקה הממוקמת כ-2 ק"מ צפונית לפלטפורמת מרי B; שני צינורות נוספים בקוטר 4 אינטש באורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, להולכת MEG (חומר המונע קפיאה) מפלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים; צנרת בקוטר 10²⁴⁶ ו-6 אינטש להולכת גז ו/או קונדנסט ו/או MEG מפלטפורמת ההפקה למתקן הקבלה וכן צנרת המחברת את פלטפורמת ההפקה לצינור בקוטר 30 אינטש הקיים בפרויקט ים תטיס להולכת הגז למתקן הקבלה; כבלי בקרה ושליטה (Umbilicals) כפולים באורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, המחברים את פלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים ומאפשרים את השליטה, הפיקוד והבקרה על הפקת הגז הטבעי מהקידוחים וצנרת בקוטר 16 ו-8 אינטש לפלטפורמת מרי B והציוד הנדרש בפלטפורמת מרי B לצורך החדרת גז טבעי וקונדנסט בהתאמה למאגר מרי B, ככל שידרש. פלטפורמת ההפקה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ-236 מטר באמצעות מגדל (Jacket). על חלקו העליון של המגדל, הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים (Topsides) של הפלטפורמה, המכילים בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול בגז הטבעי. עוד מצויים על פלטפורמת ההפקה, מתקני הפרדת נוזלים מהגז הטבעי, אחסון, טיפול ומחזור MEG, מתקני ייבוש הגז (TEG), גנרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה ומתקנים נוספים הקשורים למערכת ההפקה והטיפול של הפלטפורמה.

לפרטים נוספים אודות תכנית הפיתוח של פרויקט תמר לרבות הרחבת יכולת האספקה, ראו סעיף 7.3.4 (ב)-(ג) לעיל.

7.16.2 פרויקט לווייתן

(א) שלב 1א' לתכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

המתקנים המתוכננים בפרויקט לווייתן בהתאם לשלב 1א' לתכנית הפיתוח, כוללים, בין היתר: ארבעה קידוחים בעלי כושר הפקה של עד כ-400 MMCF ליום כל אחד²⁴⁷; מערך הפקה תת-ימי המרכז את הפקת הגז מהקידוחים כאמור; שני צינורות תת ימיים בקוטר 18 אינטש ובאורך של כ-115 ק"מ, כל אחד, להולכת הגז משדה לווייתן לפלטפורמת ההפקה; פלטפורמת הפקה הממוקמת כ-10 ק"מ מערבית לנקודת החיבור החופית לנתג'יז; שני צינורות נוספים בקוטר 6 אינטש ובאורך של כ-115 ק"מ, כל אחד, להולכת MEG

²⁴⁵ קידוח פיתוח והפקה נוסף, קידוח תמר-8, הושלם וחובר למערכת ההפקה, ובחודש אפריל 2017 החלה הזרמת הגז הטבעי מהקידוח. מטרת הקידוח הייתה להגדיל את היתירות במערכת ההפקה ולאפשר אספקה מירבית ממאגר תמר בעת ביקושי שיא. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.3.4 (א) לעיל.

²⁴⁶ ביום 29.8.2016 העניק שר האנרגיה לשותפי תמר רישיון להפעלת צינור 10 אינטש שישמש להעברת גז טבעי מאסדת תמר עד לנקודת הכניסה במתקן לעיבוד הגז הטבעי באשדוד. טרם הענקת הרישיון כאמור, יועד הצינור להעברת קונדנסט.

²⁴⁷ ביום 30.7.2017 הושלם קידוח לווייתן-5. החל מהרבעון הראשון של שנת 2018 צפוי להתחיל קידוח חלקו התחתון של קידוח לווייתן-7 וחלקו התחתון של קידוח לווייתן-3 עד לעומקם הסופי.

(חומר המונע קפיאה) מפלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים; צנרת בקוטר 6 אינטש להולכת קונדנסט מפלטפורמת ההפקה דרך החוף לבז"ן; צינור בקוטר 32 אינטש להולכת הגז מפלטפורמת ההפקה לנקודת החיבור לנתג"ז²⁴⁸; מארז כבלי פיקוד, בקרה ושליטה (Umbilicals) באורך של כ-115 ק"מ, המחברים את פלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים ומאפשרים את השליטה, הפיקוד והבקרה על הפקת הגז הטבעי מהקידוחים. פלטפורמת ההפקה מתוכננת להיות מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ-86 מטר באמצעות מגדל (Jacket). על חלקו העליון של המגדל, הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים של הפלטפורמה, המכילים בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול המלא בגז הטבעי. עוד מצויים על פלטפורמת ההפקה, מתקני הפרדת נוזלים מהגז הטבעי, אחסון, טיפול ומחזור (MRU) MEG, גרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה ומתקנים נוספים הקשורים למערכת ההפקה והטיפול של הפלטפורמה. לפרטים נוספים אודות תוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, ראו סעיף 7.4.5 לעיל.

(ב) שלב ב' לתכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

המתקנים המתוכננים בפרויקט לווייתן בהתאם לשלב ב' לתכנית הפיתוח, כוללים, בין היתר: ארבעה קידוחי הפקה נוספים בעלי כושר הפקה של עד כ-400 MMCF ליום כל אחד שיחוברו באמצעות צנרת תת-ימית למערך ההפקה התת-ימי הקיים; צינור תת ימי נוסף, בקוטר 20 אינטש ובאורך של כ-115 ק"מ, שיוליך גז ממערך ההפקה התת ימי אל הפלטפורמה של לווייתן, ובעל ספיקה יומית של כ-900 MMCF; לפלטפורמה יתווסף מודול הייצוא האזורי (Regional Export Module) עם מתקני טיפול דומים לקיימים בתוספת מדחסים, ובעל כושר טיפול של כ-900 MMCF, כך שביחד עם מתקני הטיפול של שלב א', כושר הטיפול היומי הכולל של הפלטפורמה יהיה כ-2,100 MMCF. יצויין כי כושר ייצוא הגז המקסימלי מהפלטפורמה יעמוד על כ-1,200 MMCF. הולכת הגז מהפלטפורמה אל שווקי הייצוא תעשה, בין היתר, באמצעות צנרת ייעודית, כמפורט בסעיף 7.12.2 (ב) לעיל.

7.17 חומרי גלם וספקים

בכל פרויקט בו השותפות בעלת זכויות, ממונה מפעילה לפרויקט. המפעילה מתקשרת עם קבלנים מקצועיים ועם בעלי הציוד הנדרש לכל פרויקט ופרויקט. ככלל, בישראל אין כיום קבלנים לביצוע קידוחים, סקרים סייסמיים ועבודות פיתוח ותשתית בים מהסוג שמבצעת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, ולפיכך מתקשרת המפעילה עם קבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור, כאשר אלו מונחים לשכור, ככל שניתן, שירותים ויועצים מקומיים. מתקני הקידוח הימיים וציוד ייעודי אחר נחרכים ומובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם, לסוג הפרויקט ולצרכים המיוחדים של כל פרויקט. פרמטר חשוב נוסף המשפיע

²⁴⁸ לפרטים אודות רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה ראו סעיף 7.23.5 (יב)3 להלן.

לעניין זה הוא מחיר הנפט הגולמי, אשר עלייה בו משפיעה לרוב על היקף הפעילות בענף וכתוצאה מכך גם על זמינות הקבלנים והציוד הנדרש, ולהיפך. ככלל, השותפות אינה מתקשרת באופן ישיר עם ספקים או קבלנים מקצועיים, לכן ההתקשרות היא בין הספקים או הקבלנים לבין מפעילת הפרויקט.

7.18 הון אנושי

7.18.1 השותפות מנוהלת על-ידי השותף הכללי בהתאם להוראות הסכם השותפות. השותף הכללי מעמיד לרשות השותפות שירותי ניהול הכוללים, בין היתר, מנהלים (הדירקטורים של השותף הכללי שאינם דירקטורים חיצוניים ומנכ"ל השותף הכללי), שירותי חשבונות, הנהלת כספים והנהלת חשבונות. ככלל, עובדי השותפות מועסקים על-פי הסכמי עבודה אישיים. נושאי המשרה ועובדי ההנהלה הבכירה בשותפות מועסקים בתנאים המסוכמים עם כל אחד מנושאי המשרה כאמור, והכוללים, בין היתר, שכר חודשי, זכאות לרכב צמוד, טלפון סלולארי, הפרשות לביטוחי מנהלים וקרן השתלמות. לפרטים נוספים אודות תנאי העסקה של נושאי המשרה ועובדי ההנהלה הבכירה האמורים, ראו תקנות 26 ו-26א' לפרק הרביעי לדוח זה.

7.18.2 בהתאם להוראות פקודת השותפויות ביום 5.6.2016 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי. לפרטים נוספים ראו סעיף קטן (ב)(1) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה.

7.18.3 בשותפות הועסקו נכון ליום 31.12.2016 וליום 31.12.2017 עובדים כדלקמן:

מחלקה	מספר עובדים ליום 31.12.2017	מספר עובדים ליום 31.12.2016
הנהלה, מטה וכספים	8 (מתוכם 4 נושאי משרה)	8 (מתוכם 4 נושאי משרה)
מקצועית	6 (מתוכם 2 נושאי משרה)	6 (מתוכם 1 נושא משרה אחד)
סה"כ	14	14

7.18.4 בנוסף למנהלי השותף הכללי ועובדי השותפות כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות יועצים גיאולוגים ומקצועיים, עורכי דין, ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש. כמו כן, יצוין כי במסגרת הסכמי התפעול בפרויקטים השונים, מפעילת הפרויקטים מעסיקה כוח אדם לצורך ניהול ותפעול הפרויקטים.

7.18.5 יצוין, כי עובדי השותפות ביצעו את עבודתם עבור השותפות ועבור אבנר, בחלקים שווים. עם השלמת המיזוג עברו כל נושאי המשרה והעובדים אשר היו מועסקים בחלקים שווים הן על-ידי השותפות והן על-ידי אבנר, להיות עובדיה של השותפות בלבד, וזאת ברצף זכויות מלא, באותם תנאי עבודה ולפי אותם הסכמי העסקה (ככל שישנם) כפי שהיו ערב מועד ההשלמה (בשינויים הרלוונטיים) וכהמשך ישיר להעסקתם גם על-ידי אבנר. לפרטים נוספים ראו סעיף 2.1.1 (ז) לדוח המייד מיום 12.12.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-138721), אשר המידע המופיע בו מוכלל בזאת על דרך ההפניה.

7.19 הון חוזר

7.19.1 הרכב ההון של השותפות

ההון החוזר של השותפות מורכב מצד הנכסים, בעיקר, מיתרות המזומנים, ההשקעות לזמן קצר ויתרות החייבים והלקוחות הנובעות מהעסקאות המשותפות, ואילו מצד ההתחייבויות, בעיקר מאגרות חוב ויתרות זכות הנובעות מהעסקאות המשותפות.

7.19.2 עודף בהון החוזר

הסכום שנכלל בדוחות הכספיים ליום 31.12.2017 (אלפי דולר)	
511,045	נכסים שוטפים
502,157	התחייבויות שוטפות
8,888	עודף הנכסים השוטפים על ההתחייבויות השוטפות

7.20 מימון7.20.1 כללי

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות מממנת את פעילותה בעיקר מהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט ללקוחות פרויקט תמר, מאשראי בנקאי ומהנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בישראל ובחו"ל ולציבור בישראל.

לאור קבלת החלטת השקעה סופית לביצוע שלב 1א' בתכנית הפיתוח לפרויקט לווייתן, התוכנית להרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, קידום תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה והמשך פעילות החיפוש וההערכה ביתר נכסי הנפט של השותפות, צפוי כי ידרשו לשותפות אמצעים כספיים משמעותיים לצורך מימון פעילותה, וזאת בהתאם לתוכניות העבודה ולתקציבים, שיאושרו מעת לעת על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על נכסי הנפט הנ"ל. לצורך כך, בכוונת השותפות לעשות שימוש בעודפי ההכנסות מלקוחותיה, בעודפי המזומנים וההשקעות לטווח קצר המצויים ברשותה וכן נקטה ו/או מתכוונת לנקוט בפעולות המפורטות להלן, ככל שתתאפשרנה ותידרשנה:

(א) ביום 20.2.2017 נחתמו מסמכי מימון אשר תוקנו ביום 9.5.2017 וביום 24.8.2017 (להלן בסעיף קטן (א) זה: "**הסכם המימון**") בין השותפות לבין קונסורציום של ממנים מקומיים וזרים בראשות HSBC Bank Plc ו-J.P. Morgan Limited (להלן ביחד: "**המלווים**") לפיו תועמד לשותפות הלוואה מסוג limited-recours בסך של עד כ-1.75 מיליון דולר (להלן בסעיף קטן (א) זה: "**ההלוואה**"), לצורך מימון חלקה ביתרת ההשקעה בפיתוח פרויקט לווייתן. ההלוואה חולקה לארבע מסגרות (להלן: "**ארבע מסגרות ההלוואה**"), אשר תהיינה זמינות למשיכה בהתקיים מספר תנאים מוקדמים, ביניהם, קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווייתן לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח ו/או חתימת הסכמים לאספקת גז בהיקף שנתי כולל

מינימאלי שהוגדר בהסכם, אשר משתנה בהתאם להיקף כל מסגרת. בנוסף, העמדת כל אחת מהמסגרות תהא מותנית בעמידה ביחס שלא יפחת מ- 1:2 בין שווי המשאבים במאגר (שיחושב על בסיס נתוני התזרים המהוון האחרון שפרסמה השותפות לפרויקט, טרם החישוב, בתוספת שווי שנקבע בהסכם לכל יחידת גז שלא נלקחה בחשבון לצורך התזרים המהוון) לבין יתרת ההלוואה (להלן: "**היחס הנדרש לכסוי החוב**"). הסכם המימון כולל מסגרת נוספת בסך של 0.75 מיליארד דולר שמוותנית בחתימה על הסכמים לאספקת גז בהיקף שנתי כולל מינימאלי שהוגדר בהסכם והחלטה על הגדלת קיבולת מערכת ההפקה וההולכה לשלב 1' בתוכנית הפיתוח או חלופות לו, אשר עשויה להינתן על ידי המלווים, כולם או חלקם, או על ידי מלווים אחרים, אולם אין התחייבות של המלווים להעמיד מסגרת זו. קרן ההלוואה תיפרע בתשלום אחד בחלוף 48 חודשים ממועד חתימת הסכם המימון. ההלוואה הינה דולרית ונושאת ריבית משתנה אשר תשולם מדי שלושה חודשים, המחושבת לפי LIBOR בתוספת מרווח מדורג ששיעורו האפקטיבי הממוצע (כולל עמלות שישולמו עד 90 ימים ממועד חתימת ההסכם) יעמוד לאורך תקופת ההלוואה על כ-4.6%. בנוסף התחייבה השותפות לשלם עמלת העמדת אשראי בשיעור של 35% מהמרווח שיחול על ההלוואה בגין כל סכום שלא יימשך.

ביום 17.5.2017 ביצעה השותפות משיכה מתוך המסגרת הראשונה, אשר שימשה, בין היתר, לתשלום דרישות התשלום שהוציא המפעיל לשותפים בפרויקט לווייתן וכן לצורך מימון חלק מעלויות ההלוואה. נכון למועד הדוח, ביצעה השותפות משיכות בסך כולל של כ-587.8 מיליון דולר.

כספי ההלוואה מועברים לדלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ, חברה-בת בבעלות מלאה של השותפות, בהתאם לדרישות התשלום שמוציא המפעיל לשותפים בפרויקט לווייתן וכן לצורך מימון חלק מעלויות ההלוואה, ומועברים כהלוואה לשותפות באותם תנאים (back to back).

בהסכם המימון נקבעו אירועים אשר בקרות מי מהם יש לפרוע את ההלוואה בפירעון מוקדם, והם כוללים, בין היתר: אי חוקיות, ירידה משיעור החזקות מינימאלי (כפי שנקבע בהסכם) בשותף הכללי ו/או ביחידות ההשתתפות של השותפות ופירעון חלקי במקרה של מכירה חלקית של זכויות השותפות בפרויקט לווייתן. לשותפות הזכות לבצע בכל עת פירעון מוקדם של ההלוואה, כולה או חלקה, בכפוף לתנאים הקבועים בהסכם.

להבטחת פירעון ההלוואה שעבדה השותפות את זכויותיה בנכסים הקשורים לפרויקט לווייתן, לרבות, בין היתר, חזקות לווייתן, הסכם התפעול המשותף, ציוד הפרויקט ופוליסות הביטוח, הסכמי מכירת גז (כולל הסכמים שיחתמו בעתיד, ככל שייחתמו) וחשבונות הפרויקט. ההלוואה הינה מסוג limited-recourse ולמלווים לא תהא זכות חזרה לנכסי השותפות שלא שועבדו לטובתם. יצוין כי השעבודים האמורים לעיל כפופים לזכויות תמלוגים של המדינה וכן לזכויות בעלי תמלוגים אחרים הזכאים לקבל תמלוגים

מהשותפות (לרבות בעלי עניין), וכי השעבודים שרשמה השותפות על חזקות לוותן לטובת בעלי התמלוגים הנ"ל במסגרת עסקת מימון הביניים להבטחת זכויות התמלוגים שלהם ימשיכו לעמוד בתוקפם גם למשך תקופת הסכם המימון.

כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, השותפות נטלה על עצמה מחויבויות (covenants) הכוללות, בין היתר, את המחויבויות העיקריות הבאות: מגבלות על נטילת אשראי נוסף (מגבלות אלה לא תחולנה על אשראי מסוג non-recourse, הלוואות נחותות מצדדים קשורים ואשראי בסכום כולל של עד 800 מיליון דולר (להלן: "**האשראי הנוסף**")); עמידה במבחני נזילות, לפיהם במועדי בדיקה שנקבעו בהסכם המימון יהא על השותפות להוכיח כי ברשותה די מקורות מימון בכדי לעמוד בהתחייבויותיה ב-12 החודשים הבאים ו/או עד לתחילת ההפקה ממאגר לוותן; עמידה ביחס הנדרש לכיסוי החוב, היחס האמור יימדד בעת כל משיכה (כאמור לעיל), במועד מתן דוח משאבים ובמועד מכירת זכויות בלוותן, ככל שתבצע; מגבלות על שינוי תחום הפעילות; מגבלות על ביצוע פעולות שיכולה להיות להם השפעה מהותית לרעה; מימוש זכויות מסוימות מכוח הסכם התפעול המשותף באישור המלווים בלבד, וכיו"ב. משיכת עודפים מהחשבונות המושעבדים לטובת המלווים תהא כפופה לתנאים הקבועים בהסכם המימון ובכפוף לפירעון מוקדם חלקי של ההלוואה במקביל בהתאם לסכום המשיכה המוגדר בהסכם.

כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, בהסכם המימון הוגדרו אירועי הפרה (events of default) אשר בהתקיימם תוקנה למממנים זכות להעמיד את ההלוואה לפירעון מיידי, הכוללים, בין היתר, את האירועים העיקריים הבאים: הפרה צולבת (cross default) של חבות פיננסית אחרת שאינה מסוג Limited Recourse; אירוע אשר יש לו השפעה מהותית לרעה על יכולת השותפות לקיים את התחייבויותיה המהותיות בקשר עם הסכם המימון או מסמכי הפרויקט (כהגדרתם בהסכם המימון) או על נכסיה, עסקיה או מצבה הכספי באופן שפוגע ביכולתה לשלם את חובותיה בהגיע מועדם או על הפרויקט באופן שמסכן או עלול לסכן בסבירות גבוהה את יכולת המימון מחדש של ההלוואה (להלן בסעיף זה: "**השפעה מהותית לרעה על יכולת השותפות**");²⁴⁹ ביטול הסכמים לאספקת גז ומסמכי פרויקט אחרים אם ביטול כאמור ישפיע או עשוי להשפיע מהותית לרעה על יכולת המימון מחדש של ההלוואה; אי עמידה במבחני הנזילות שהוגדרו בהסכם; אי עמידה בתנאי האשראי הנוסף כמפורט לעיל; התקשרות בעסקאות גידור למעט כמוסכם על-פי ההסכם; העברת שליטה בשותף הכללי, כהגדרתה בהסכם, וירידה

²⁴⁹ אירוע זה נכלל במסגרת התיקון להסכם המימון מיום 9.5.2017 וזאת חלף סעיף שקבע אירוע הפרה, אם ננקטה פעולה על ידי רשות רגולטורית אשר יש לה השפעה מהותית לרעה על יכולת השותפות.

בשיעור החזקות בעל השליטה ביחידות השותף המוגבל ל-45% ומטה; נטישת הפרויקט; אירועי חדלות פירעון; אירוע כוח עליון מתמשך בקשר עם הפרויקט שיש או עשויה להיות לו השפעה מהותית לרעה; והכל בכפוף לתנאים ולסייגים ו/או לתקופות ריפוי שנקבעו בהסכם.

לפרטים נוספים בדבר הסכם המימון ראו ביאורים 10א ו-10ג לדוחות הכספיים ודוחות מיידים מיום 27.11.2016 ומיום 21.2.2017 (מס' אסמכתאות: 2016-01-082131, 2017-01-015757, בהתאמה), אשר המידע בהם מובא בזאת על דרך ההפנייה.

(ב) כחלק מיישום הוראות מתווה הגז, השותפות מכרה את החזקותיה בחזקות כריש ותנין והחלה במכירת החזקותיה בפרויקט תמר. התמורות, נטו (לאחר מס, פרעון אג"ח/הלוואות והתחייבויות רלוונטיות אחרות ככל שיהיו, בין היתר, מכוח הסכם השותפות) שיתקבלו ממכירת חזקות כאמור ישמשו, בין היתר, למימון פעילות השותפות.

(ג) כאמור בסעיף 1.1.7 לעיל, ביום 20.7.2017, עם התקיימות כל התנאים המתלים, הושלמה עסקת המכירה בין השותפות לבין תמר פטרוליום, במסגרתה העבירה השותפות לתמר פטרוליום זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית, כנגד, בין היתר, תמורה במזומן של כ-3 מיליארד ש"ח. מתוך סך התמורה במזומן ייעדה השותפות כ-321 מיליון דולר ארה"ב לפירעון מוקדם חלקי של ארבע סדרות אגרות החוב (סדרות 2018, 2020, 2023 ו-2025) כאמור בסעיף (ד) להלן.

(ד) ביום 19.5.2014 השלימה חברת בת (דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ) בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "**חברת הבת**" או "**תמר בונד**") הנפקה של אגרות חוב למשקיעים מסווגים בארה"ב, בישראל ובמדינות נוספות בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר ב-5 סדרות אג"ח שונות בסך של 400 מיליון דולר כל אחת, העומדות לפירעון בחודש דצמבר של כל אחת מהשנים 2016, 2018, 2020, 2023 ו-2025. תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואה לשותפות, ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). ביום 6.10.2016 פרעה השותפות בפרעון מוקדם את הסדרה הראשונה בהיקפה הכולל (המקורי) של 400 מיליון דולר, חלף במועד פירעונה המקורי ביום ה-30 בדצמבר 2016. ביום 27.7.2017 ביצעה השותפות פירעון חלקי של ארבעת הסדרות (2018, 2020, 2023 ו-2025), בשיעור של 20% מסך היתרה הבלתי מסולקת של כל אחת מסדרות אגרות החוב (היינו 80 מיליון דולר ארה"ב בכל אחת מהסדרות), בתוספת ריבית צבורה בסך כולל של כ-1.1 מיליון דולר, והכל בהתאם להוראות שטר הנאמנות של אגרות החוב. יתרת ההלוואה ליום 31.12.2017 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על כ-1.27 מיליארד דולר. לפרטים נוספים ראו ביאורים 10א ו-10ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ה) ביום 26.12.2016 השלימה השותפות הנפקה של אגרות חוב לציבור בהיקף של כ- 767.8 מיליון ש"ח ובהנפקה מקבילה של אגרות חוב באבנר גוייס סכום דומה של כ- 760.7 מיליון ש"ח. ביום עם השלמת המיזוג אוחדו אגרות החוב (סדרה א') של השותפות עם אגרות החוב (סדרה א') של שותפות אבנר, כך ששתי הסדרות תהוונה סדרה אחת של אגרות חוב (סדרה א') בסך של כ- 1.5 מיליארד ש"ח. תמורת ההנפקה מיועדת לשימוש בידי השותפות להשקעה ולמימון הפעילות בנכסי הנפט של השותפות וכן למימון יתר צרכיה השוטפים של השותפות ובין היתר לחלוקות רווחים. לפרטים נוספים ראו ביאורים 10א ו-10ד לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ו) על-פי אישור נציבות מס הכנסה שניתן לשותפות בסמוך למועד הקמתה, התחייבה השותפות שלא לקחת הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש של נציבות מס הכנסה. יצוין, כי כל המימונים האמורים לעיל, קיבלו את אישור מס הכנסה כנדרש.

(ז) בנוסף, אישרה ביום 22.10.2015 אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ביצוע הנפקה של יחידות השתתפות ו/או ניירות ערך המירים ליחידות השתתפות במהלך תקופה שממועד אישור האסיפה כאמור ועד ליום 1.10.2018, בהיקף ובתנאים שייקבעו לפי החלטת השותף הכללי לצורך גיוס סכומים שיידרשו לדעת השותף הכללי לטובת מימון פעילותה השוטפת של השותפות, לרבות ביצוע השקעות בנכסי הנפט של השותפות ופירעון התחייבויותיה, ובלבד שתקבע תקרה לפיה תמורת ההנפקה לא תעלה על סך בש"ח השווה ל-150 מיליון דולר.²⁵⁰

(ח) לעניין אי חלוקת חלק מרווחי השותפות לטובת מימון פעולות קידוחים וחיפושים, ראו סעיפים 4.2.4 ו- 4.2.5 לעיל.

7.20.2 אמות מידה פיננסיות

(א) במסגרת הנפקת אגרות החוב לציבור כאמור בסעיף 7.20.1(ה) לעיל, התחייבה השותפות לשמור על אמות מידה פיננסיות כדלקמן:

²⁵⁰ החלטה דומה התקבלה באסיפת בעלי יחידות ההשתתפות של אבנר מיום 22.10.2015.

אמת מידה פיננסית ²⁵¹	אופן החישוב	היחס הנבדק ליום 31.12.2017 ²⁵²	היחס הנבדק נכון למועד פרסום הדוח ²⁵³
ההון הכלכלי של השותפות ²⁵⁴	אם ההון הכלכלי פחת מסך של 400 מיליון דולר (להלן: "ההון הכלכלי המזערי") ²⁵⁵ במשך שני רבעונים עוקבים.	כ-3,918 מיליון דולר	כ-4,523 מיליון דולר
יחס ההון הכלכלי לחוב	אם היחס שבין ההון הכלכלי של השותפות לחוב השותפות סולו יפחת מ-300% (פי 3) במשך שני רבעונים עוקבים.	כ-10	כ-11
חלוקה	אם השותפות ביצעה חלוקה, או הודיעה על כוונה לבצע חלוקה, שהיא אחד מאלה: (א) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות וחוק החברות; (ב) חלוקה של רווחי שיערוך; ו- (ג) חלוקה שלאחריה יפחת יחס ההון הכלכלי לחוב מתחת ל-450% (פי 4.5).	-	-

(ב) במסגרת הסכם המימון כאמור בסעיף 7.20.1(א) לעיל, התחייבה השותפות לשמור על אמות מידה פיננסיות כדלקמן:

אמת מידה פיננסית	אופן החישוב	היחס הנבדק ליום 26.9.2017 – מועד מתן דוח המשאבים	היחס הנבדק ליום 31.12.2017	היחס הנבדק ליום 27.2.2018 – מועד משיכת הכספים ²⁵⁶	היחס הנבדק נכון למועד פרסום הדוח
היחס הנדרש לכסוי החוב	היחס שבין שווי המשאבים ²⁵⁷ לווייתן ²⁵⁷ לבין יתרת ההלוואה לא יפחת מ-2:1.	10.4	7	5.7	6.7

²⁵¹ כמפורט בשטר הנאמנות אי עמידה באמות המידה הפיננסיות המתוארות תהווה עילה להעמדה לפירעון מיידי לנאמן ולמחזיקי אגרות החוב.

²⁵² היחס חושב, בין היתר, בהתבסס על התזרים המהווה של פרויקט תמר ליום 31.12.2017 והכלול בדוח זה והתזרים המהווה של פרויקט לווייתן ליום 31.8.2017 אשר פורסם ביום 26.9.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-095088).

²⁵³ היחס חושב, בין היתר, בהתבסס על התזרים המהווה של פרויקט תמר ליום 31.12.2017 הכלול בדוח זה והתזרים המהווה של פרויקט לווייתן ליום 28.2.2018 והכלול בדוח זה.

²⁵⁴ ההון העצמי של השותפות, בהתאם לדוחות הכספיים השנתיים או הרבעוניים האחרונים שפרסמה השותפות, לפי העניין, בניכוי עלות ההשקעה הרשומה בדוחות האמורים בכל הפרויקטים לגביהם נכלל תזרים מהווה בדוח התקופתי השנתי האחרון שפרסמה השותפות, או שלגביהם פורסם תזרים מהווה במועד מאוחר לדוח התקופתי השנתי האחרון במסגרת דיווחי השותפות לפי הוראות חוק ניירות ערך (להלן: "הפרויקטים" ו- "התזרים המהווה האחרון", בהתאמה), בתוספת סך התזרים המהווה האחרון של הפרויקטים, ובתוספת הוצאות הנטישה הרשומות בדוחות האמורים בגין הפרויקטים. לענין זה: (א) "תזרים מהווה" – כהגדרתו בסעיף 36 לתוספת השלישית של תקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוט תשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969; ו- (ב) "סך התזרים המהווה" – סך התזרים המהווה של העתודות הצפויות (2P) ו/או של המשאבים המותנים הצפויים (2C) של הפרויקטים, לפי העניין, לאחר מס הכנסה בשיעור החל על חברות, כשהוא מהווה בשיעור של 10%.

²⁵⁵ אם במועד כלשהו יקטן סך הערך הנקוב שטרם נפרע של אגרות החוב שקיימות במחזור מ-400 מיליון ש"ח, אזי, ההון הכלכלי המזערי יהיה 250 מיליון דולר. על אף האמור לעיל, אם במועד כלשהו לאחר עדכון ההון הכלכלי המזערי כאמור לעיל תורחב סדרת אגרות החוב כך שסך הערך הנקוב שטרם נפרע של אגרות החוב שקיימות במחזור יהיה 800 מיליון ₪ ומעלה, אזי ההון הכלכלי המזערי יחזור ויהיה 400 מיליון דולר.

²⁵⁶ בהתאם לאמור בסעיף 7.20.1(א) לעיל, עמידה ביחס הנדרש לכסוי החוב תימדד, בין היתר, בעת כל משיכה. החל מיום 17.5.2017 (מועד ביצוע המשיכה הראשונה) ועד למועד פרסום הדוח ביצעה השותפות 13 משיכות כאמור, כאשר המשיכה אחרונה בוצעה ביום 27.2.2018. בכל אחת מ-13 המשיכות האמורות, עמדה השותפות ביחס הנדרש.

²⁵⁷ שווי המשאבים במאגר לווייתן לצורך מבחן זה יחושב על בסיס נתוני התזרים המהווה האחרון שפרסמה השותפות לפרויקט, טרם החישוב, בתוספת שווי שנקבע בהסכם לכל יחידת גז שלא נלקחה בחשבון לצורך התזרים המהווה.

לתיאור אמות המידה הפיננסיות להן התחייבה השותפות במסגרת הסכם מימון לויתן ראו סעיף 7.20.1(א) לעיל.

7.21 מיסוי

לפרטים הנוגעים למיסוי ראו ביאור 20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). סוגיות המס הייחודיות, לרבות ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות האמורות להכרעתם. כמו כן לגבי חלק מהסוגיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.

לפרטים אודות בקשה למתן הוראות בנוגע לפרשנות סעיף 19 ראו סעיף 4.3.5 לדוח זה.

7.22 סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

7.22.1 פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט או גז טבעי כרוכה מטבע הדברים בסיכון לגרימת נזק לסביבה, שעשוי להתרחש, בין היתר מתקלות בצידוד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא.

7.22.2 כפיפות השותפות להוראות הדין ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בנושאים סביבתיים

(א) בישראל חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזולים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשניה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה לפי הוראות הממונה על ענייני הנפט. בנוסף, מלבד הרגולציה הקבועה בדין הישראלי, ישנן הוראות נוספות בנושאים סביבתיים הקבועות גם בתנאי שטרי החזקות שניתנו לשותפות וכן באישורים להקמה והפעלה של מערכות ההפקה של פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר. בעת ביצוע קידוח ו/או במסגרת פעילות הפקה של נפט וגז טבעי רוכשת המפעילה ביטוח לכיסוי נזקים לסביבה הנובעים מהתפרצות פתאומית בלתי צפויה ובלתי מבוקרת של נפט ו/או גז טבעי. יצוין כי, בשנת 2016 פורסמו תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), תשע"ז-2016 (תיקון לתקנות מ-2006) הכוללות הוראות שונות בנוגע לפעילות חיפוש והפקת נפט בים, ובין היתר, תנאים ביחס לזהותו של מפעיל, לרבות בכל הנוגע לניסיון שלו בשמירת הבטיחות וההגנה על הסביבה במסגרת פעולות החיפוש וההפקה של הנפט.

(ב) בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים הנחיות אשר נועדו להסדיר את

ההיבטים הסביבתיים של פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלו נועדו להורות לבעלי זכויות הנפט בים, מה הן הפעולות והמסמכים שעליהם להכין במסגרת פעילותם בשטחי זכויותיהם, וזאת על מנת למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. לפרטים אודות ההנחיות הסביבתיות כאמור ראו סעיף 7.23.5(ט) להלן.

(ג) כמו כן, פעילותה של השותפות עשויה להיות כפופה להוראותיהם של דינים סביבתיים שונים וביניהם חוק מניעת זיהום הים (הטלת פסולת), התשמ"ג-1983 ותקנותיו; חוק מניעת זיהום הים ממקורות יבשתיים, התשמ"ח-1988 ותקנותיו; פקודת מניעת זיהום מי-ים בשמן (נוסח חדש), התש"ס-1980; חוק החומרים המסוכנים, התשנ"ג-1993 ותקנותיו; חוק שמירת הניקיון, התשמ"ד-1984 ותקנותיו; חוק האחריות לפיצוי נזקי זיהום בשמן, התשס"ד-2004 ותקנותיו; חוק הגנת הסביבה (סמכויות פיקוח ואכיפה), התשע"א-2011 ותקנותיו; חוק למניעת מפגעים סביבתיים (תביעות אזרחיות), התשנ"ב-1992; חוק אוויר נקי, התשס"ח-2008 ותקנותיו; חוק הגנת הסביבה (פליטות והעברות לסביבה – חובת דיווח ומרשם), התשע"ב-2012 ותקנותיו; חוק למניעת מפגעים, התשכ"א-1961 ותקנותיו; חוק שמירת הסביבה החופית, התשס"ד-2004; חוק רישוי עסקים, התשכ"ח-1968 התקנות והצווים לפיו.

(ד) בנוסף להוראות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, בפעילותה עשויה השותפות להיות כפופה להוראות של רשויות סביבתיות נוספות שעשויות להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ממשלתיים אחרים לרבות רשות מקרקעי ישראל.

7.22.3 אירועים בקשר עם איכות הסביבה

בשנת 2017, לא היה אירוע או עניין הקשור בפעילות השותפות אשר גרם לפגיעה מהותית בסביבה ואשר הייתה לו השפעה מהותית על השותפות.

7.22.4 מדיניות ניהול סיכונים סביבתיים

המפעילה של הפרויקטים השונים מאמצת מדיניות סביבתית אסטרטגית לשמירה על הסביבה ולעמידה בהוראות החוק בכלל והדינים הסביבתיים בפרט. מדיניות זו כוללת הקפדה של המפעילה על פעולות בהתאם לנהלים פנימיים לניהול הסיכונים הסביבתיים של פעילותה, לרבות הכשרת כוח אדם מתאים, וכוללת תוכנית עבודה להפחתת הפגיעה בסביבה, למניעת תקלות ותאונות ולשיפור מתמיד של התרבות הארגונית בנושאי בטיחות, סביבה וגהות. במסגרת זו, למפעילה צוות ייעודי הן לשלב הפיתוח והן לשלב התפעול, אשר אחראי ליישום המדיניות כאמור ולפיקוח עליה, ולקיום הנהלים להבטחת מילוי ועמידה בכל הדרישות והתקנים, לרבות מערכות שונות לניהול סיכונים סביבתיים כגון SEMS (Safety & Environmental Management Systems). כמו כן, מבצעת המפעילה בדיקות נאותות על-ידי צד

שלישי, וזאת בנוסף לביקורות שוטפות שעורך משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה במתקני התפעול ואסדות הקידוח. המפעילה מקיימת פעילות שוטפת בנושאי איכות סביבה ובטיחות להגברת המודעות, הידע והמוכנות, לרבות אימונים והכשרות של צוותי המפעילה. עוד יצוין כי על אף שלמפעילה עמדה שונה ביחס לפרשנות המשפטית לגבי תחולת הדינים הישראליים, והסביבתיים בפרט, על פעילותה בים (ובכלל זאת פעילותה בשטח המים הכלכליים) מזו שאומצה במסגרת חוות הדעת המוזכרת בסעיף 7.23.5(ו) להלן, בנוסף לאמור לעיל, פועלת המפעילה לקבלת כל ההיתרים הנדרשים מכח הרגולציה הסביבתית לרבות היתר רעלים מכח חוק החומרים המסוכנים, התשנ"ג – 1993, היתר הזרמה לים מכח חוק מניעת זיהום ים ממקורות יבשתיים, התשמ"ח–1988 והיתר פליטה לאוויר מכח חוק אוויר נקי, התשס"ח–2008.

7.22.5 עלויות והשקעות סביבתיות

למיטב ידיעת השותפות, העלויות הצפויות של פעולות הקשורות לשמירה על איכות הסביבה כלולות בתקציבי הפרויקטים השונים ומעבר לכך, נכון למועד פרסום הדוח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות.

יצוין כי, המפעילה בפרויקט תמר פועלת להתקנת מערכות ייעודיות לצמצום פליטות לאוויר מפלטפורמת תמר, בתקציב של כ- 30 מיליון דולר (100%). התקנת מערכות אלו צפויה, על-פי המפעילה, להפחית פליטה של מזהמים שונים מעל לכ- 98%, וצפויה להסתיים עד סוף הרבעון הראשון לשנת 2019.

7.22.6 הליכים משפטיים או מנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה

נכון למועד פרסום הדוח ולמיטב ידיעת השותפות, לא מתנהל הליך משפטי ו/או מנהלי מהותי כנגד השותפות ו/או מי מנושאי המשרה בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם השמירה על הסביבה.

7.22.7 קפריסין

למיטב ידיעת השותפות, על-פי החוק הקפריסאי להשפעות סביבתיות בתוכניות ופעולות משנת 2005 (אשר מותאם לדירקטיבה האירופית), דרושה הערכה סביבתית אסטרטגית בקשר עם החלטה ממשלתית על ביצוע תוכניות שעשויה להיות להן השפעה סביבתית. משרד האנרגיה הקפריסאי הסב לחברות העוסקות בתחום (לאחר מכרז) את ההכנה של דוח הערכה סביבתי אסטרטגי בקשר עם פעילות חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי בקפריסין וכן בשטח המים הכלכליים של קפריסין (להלן: "**הדוח הסביבתי**"). בעל רשיון לביצוע פעולות חיפושים או הפקה מחויב לפעול בהתאם לדוח הסביבתי וכן לבצע סקר סביבתי קודם לביצוע פעולות כאמור בשטח הרשיון.

7.22.8 כמו כן, נכון למועד פרסום הדוח ובהתאם למידע שנמסר לשותפות על ידי המפעילה, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות.

7.23 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות7.23.1 מתווה הגז

ביום 16.8.2015 התקבלה החלטת ממשלה מס' 476 (אשר שבה ואומצה בהחלטת הממשלה בשינויים מסוימים ביום 22.5.2016) בנושא "מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי "תמר"²⁵⁸ ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לויתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממשלה**"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור מהוראות מסוימות בחוק ההגבלים העסקיים לשותפות, אבנר, רציו ונובל (להלן בסעיף זה: "**הצדדים**") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים (להלן בסעיף זה: "**הפטור**" או "**הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים**"), אשר עיקריהם מובאים להלן.

(א) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

1. ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על ההגבלים כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על ידי השותפות, אבנר ונובל; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחבירת הצדדים כבעלים במשותף של היתר רציו-ים ומאגר לויתן.
2. ההסדר הכובל שייווצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לויתן לשוק המקומי עד יום 1.1.2025²⁵⁹.
3. ההסדר הכובל שייווצר, לכאורה, במקרה שבו הצדדים או חלק מהם ישווקו את הגז שיופק ממאגר לויתן במשותף לייצוא בלבד.
4. ההסדר הכובל העשוי להיווצר כתוצאה מהסכם רכישה מסוים של גז טבעי ממאגר לויתן, ובלבד שהסכם כאמור נחתם עד יום 1.1.2025.
5. בכל הקשור לפעילותם במאגרי תמר ולויתן בלבד, היותן של השותפות, אבנר ונובל בעלות מונופולין לפי הכרזות הממונה על ההגבלים²⁶⁰.

(ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בסעיפים 7.23.1(א)2 עד 7.23.1(א)5 לעיל מותנה בקיומם של התנאים הבאים:

1. מאגרי כריש ותנין

א. על-פי המתווה חויבו השותפות, אבנר ונובל להעביר את כל זכויותיהן בחזקות כריש ותנין לצד שלישי שאיננו קשור

²⁵⁸ "תמר" הוגדרה בפטור הנספח למתווה כ"מאגר גז טבעי הנמצא בשטח חזקות תמר I/12 ודלית I/13, והזכויות שמחזיקים הגופים המחזיקים בתמר בתשתית הולכת הגז על כל מרכיביה וחלקיה לרבות זכויות המחזיקים בתמר לשימוש במתקן הקליטה ועיבוד הגז ביבשה, ממאגר תמר אל מערכת ההולכה הארצית".

²⁵⁹ בסמכותו של שר האנרגיה, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030.

²⁶⁰ בסמכותו של שר האנרגיה, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030.

לצדדים או מי מהם, שיאושר על-ידי הממונה על ענייני הנפט.²⁶¹

ב. מכסת הייצוא המותרת ממאגרי כריש ותנין בהיקף של BCM 47 הוחלפה, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בכריש ובתנין, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לווייתן. בהתאם להוראות המתווה הועברו לצד שלישי מלוא הזכויות בחזקות כריש ותנין בחודש דצמבר 2016. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.8.1 לדוח זה.

2. פרויקט תמר²⁶²

א. השותפות ואבנר²⁶³ תעברנה תוך 72 חודשים ממועד מתן הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים (להלן: "**המועד הקובע לתמר**") את מלוא זכויותיהן בחזקות תמר ודלית לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם או למי שמחזיק באמצעי שליטה במאגר לווייתן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט.²⁶⁴

ב. עד המועד הקובע לתמר תעביר נובל לממונה על ענייני הנפט חוזה מכירה מחייב, כך שלאחר מימוש, זכויות נובל בחזקות תמר לא יהיו גבוהות מ-25% והזכויות הועדפות יועברו לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם, ואינו מחזיק באמצעי שליטה במאגר לווייתן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט.²⁶⁵

ג. ככל שלא יועברו כל הזכויות המועברות כאמור בס"ק א ו- ב לעיל עד המועד הקובע לתמר (להלן: "**הזכויות המועברות בתמר**"), תועבר הזכות להעביר את הזכויות המועברות בתמר שלא נמכרו לידי נאמן (כהגדרתו במתווה הגז), אשר יפעל

²⁶¹ כאמור לעיל, ביום 26.12.2016 הושלמה עסקה למכירת כל זכויות השותפות, אבנר ונובל בחזקות תנין וכריש לאנרגיאן. ²⁶² במתווה נקבע כי לא יובאו בחשבון תקופות אשר ארע בהן אירוע "כח עליון בתמר". ככל שארע אירוע כאמור, מניין המועדים הרלוונטיים בתמר ייעצר, ובלבד שהשותפות, אבנר ונובל פועלים במהירות ובשקידה לתיקון הנזק שנגרם מהכוח העליון. "כח עליון בתמר" הוגדר במתווה כ"מלחמה, פעולה צבאית, פעולת טרור, תאונה משמעותית או אסון טבע שכתוצאה ממי מהם נוצר כשל משמעותי או לקות משמעותית באיזה מן המתקנים או המערכות הנדרשים למימוש הפקת הגז, ושכתוצאה מהם הופסקה או קטנה באופן משמעותי הספקת הגז לתקופה משמעותית ונמנעה משותפויות דלק ונובל האפשרות למכור את נכס הנפט הרלוונטי במהלך העסקים הרגיל, ואדם סביר ושקול בנעלי שותפויות דלק ונובל לא היה יכול למנוע או להתגבר עליהם".

²⁶³ כאמור לעיל, ביום 17.5.2017 מוזגה אבנר עם ולתוך השותפות, באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של אבנר עברו As Is לשותפות.

²⁶⁴ לשם קיום הוראות המתווה, ביום 20.7.2017 הושלמה עסקה למכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום. נכון למועד פרסום דוח זה, השותפות מחזיקה בשיעור של 16.67% מזכויות ההצבעה בתמר פטרוליום ובשיעור של 22.6% מהזכויות ההונית בתמר פטרוליום. לשם קיום הוראות המתווה תידרש השותפות למכור עד למועד הקובע בתמר גם את החזקתה כאמור בתמר פטרוליום.

²⁶⁵ בחודש דצמבר 2016 הושלמה עסקה למכירת 3.5% מזכויותיה של נובל בחזקות תמר ודלית לאוורסט בה שותפות הראל חברה לביטוח בע"מ וגופים מוסדיים נוספים שבבעלותה, וכן שותפות מקבוצת קרן תשתיות ישראל; ביום 14.3.2018 הושלמה העסקה בין תמר פטרוליום לנובל, לפיה נובל מכרה לתמר פטרוליום 7.5% (מתוך 100%) מזכויותיה בחזקות תמר ודלית. לפרטים ראו ה"ש 37 לעיל.

למציאת רוכשים ולקבלת מירב ההצעות למכירת הזכויות המועברות בתמר, והכל בהתאם להוראות המתווה ולהנחיות שיקבל מהממונה על ההגבלים. הנאמן ימכור את הזכויות המועברות בתמר בהתייחס לשווי השוק ולמחיר הגבוה ביותר שיוצע לו, ובכל מקרה לא יאוחר מחלוף 12 חודשים ממועד העברת הזכויות בתמר (אף אם המחיר אינו מייצג את ערכן הריאלי של הזכויות המועברות בתמר).

ד. החל במועד הקובע לתמר או ביום מכירת זכויות נובל בחזקת תמר, כאמור לעיל, לפי המוקדם, נובל לא תחזיק בזכות וטו כלשהי הנוגעת למאגר תמר.

ה. התמורה בעד מלוא זכויות השותפות, אבנר ונובל בתמר לא תשתלם בתמלוגים. התמורה תוכל להשתלם בתשלומים עתיים, ובלבד שאבני הדרך לתשלומים לא יהיו קשורים למחירים או לכמויות של גז הנמכרים ממאגר תמר. על אף האמור, השותפות, אבנר ונובל רשאיות להותיר בידיהן זכות לתמלוג ממכירת נפט (למעט קונדנסט) ממאגר תמר, ככל שיימצא.

3. הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר

א. הסכמים לאספקה של גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר, שייחתמו ממועד החלטת הממשלה, יעמדו בכלל ההוראות שלהלן:

1. לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.

2. לצרכן תהא האפשרות למכור גז טבעי שרכש במכירה משנית, בהתאם לתנאים ולהוראות שנקבעו בפטור.

3. הצדדים לא יחילו כל מגבלה על מחיר המכירה שבו ימכור הצרכן את הגז הטבעי במכירה משנית.

ב. ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר תמר שייחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד תום 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה על ענייני הנפט את העברת הזכויות בכריש ותנין (להלן: "**מועד פתיחת האופציות**"), בעלי הזכויות במאגר תמר יידרשו להציע לכל צרכן את האפשרות לרכוש גז בהסכם לכל תקופה שיבחר עד 8 שנים או תקופה ארוכה יותר שתוסכם בין הצדדים לצרכן. בכל הנוגע להסכם שאורכו עולה על 8 שנים, תעמוד לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם בחלון זמן של 3 שנים שיתחיל במועד פתיחת האופציות.

ג. ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר לווייתן שייחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד מועד פתיחת האופציות, בעלי

הזכויות במאגר לווייתן יידרשו להציע לכל צרכן את האפשרות לרכוש גז בהסכם לכל תקופה שיבחר עד 8 שנים או תקופה ארוכה יותר שתוסכם בין הצדדים לצרכן.

ד. מבלי לגרוע מהאמור בסעיף קטן ג. לעיל, ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר לווייתן, כל עוד לא חלפו שישה חודשים מהיום בו אישר הממונה על ענייני הנפט את העברת הזכויות בכריש ותנן, יחולו ההוראות הבאות:

1. הצדדים לא ינהלו משא ומתן או יתחייבו לספק גז ללקוח שרכש גז מפרויקט תמר ומימש את אופציית הפחתת הכמויות כאמור לעיל ביחס לכמויות שהופחתו.
2. לגבי כל הסכם שייחתם לתקופה שבין 4 ל-8 שנים בהיקף אספקה העולה על 0.5 BCM לשנה, יעמידו הצדדים לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם במהלך התקופה שראשיתה במועד המאוחר מבין המועדים שלהלן וסופה בתום שנה ממועד זה: (i) 31.12.2022; (ii) ככל ומועד אספקת הגז ממאגר לווייתן יידחה באישור הממונה על ענייני הנפט, בחלוף 3 שנים ממועד תחילת האספקה המסחרית במאגר לווייתן; (iii) מועד פתיחת האופציות. כל האמור בסעיף זה יחול רק אם נכנסו לתוקף הסכמי ייצוא מחזקת לווייתן בהיקף מצטבר של לפחות 120 BCM.

3. בהסכמים לתקופה העולה על 8 שנים תינתן לצרכן זכות חד צדדית להודיע על הפחתת כמות הגז הנקובה בתניית Take or Pay לכמות השווה למחצית מכמות הצריכה השנתית הממוצעת של אותו צרכן בפועל בשלוש שנים שקדמו למועד ההודעה כאמור, וזאת בחלוף זמן של 3 שנים שיחל במועד המאוחר מבין המועדים הבאים: (i) מועד פתיחת האופציות; (ii) תחילת השנה השישית ממועד אספקת הגז ללקוח ממאגר לווייתן.

ה. ביום 2.4.2017 הבהירו שותפי תמר בהודעה ששלחו לשר האנרגיה, לממונה על התקציבים במשרד האוצר ולממונה על הגבלים עסקיים, כדלקמן:

1. במקרה של עיכוב באספקת גז לראשונה על-ידי ספק גז חדש, יאפשרו שותפי תמר ללקוחותיהם, בהתאם להסכמי אספקת גז שנחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד תום 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה את העברת הזכויות במאגרי הגז "כריש" ו-"תנן" (מועד פתיחת האופציות), אשר היו אמורים לעבור לרכוש גז מהספק

החדש, באופן מלא או באופן חלקי, להאריך את החוזה עימם עד למועד בו הספק החדש יוכל לספק גז בכמויות מסחריות (אך לא יותר מ-8 שנים מיום חתימת ההסכם עימם), וזאת מבלי לשנות את תנאי ההסכם.

2. כן הבהירו שותפי תמר כי יעניקו לצרכן שהוא יצרן חשמל או צרכן אחר המבקש להקים מתקנים חדשים ואשר נאלץ בשל דרישות המממנים של המתקנים לחתום על הסכם אספקת גז ארוך טווח, את האפשרות לחתום עמם על הסכם שאורכו עולה על 8 שנים, ובהתאם לקיבולת האספקה של פרויקט תמר.

(ג) הוראות נוספות מהחלטת הממשלה

1. מחירים

א. כל עוד בעלי הזכויות בחזקות תמר ולוויתן יעמדו בתנאי החלטת הממשלה והפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים, יש להותיר על כנו את הקבוע בצו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים (החלת החוק על גז טבעי וקביעת רמת פיקוח), התשע"ג-2013, אשר מטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירי הגז וזאת למשך תקופה ממועד החלטת הממשלה, קרי מיום 16.8.2015, ועד למועד בו הושלמה העברת זכויות השותפות, אבנר ונובל בחזקות כריש ותנין כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)1 לעיל או בחזקת תמר כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)2 לעיל, בהתאם להוראות המתווה לפי המאוחר מביניהם (להלן: "**תקופת המעבר**").

ב. במהלך תקופת המעבר יציעו בעלי הזכויות בחזקות תמר ולוויתן ובהן השותפות (להלן בסעיף 7.23.1(ג) זה: "**בעלי הזכויות בחזקות**") לצרכנים פוטנציאליים את חלופות המחיר והצמדת הגז הטבעי, כמפורט להלן:

1. מחיר בסיס אשר יחושב בהתאם לממוצע משוקלל של המחירים הקיימים בהסכמים בין בעלי הזכויות בחזקות לבין צרכניהם, ויעודכן בכל רבעון קלנדרי (בהתאם לחישוב המפורט בהחלטת הממשלה).

2. מחיר חבית מסוג ברנט (Brent), כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר.

3. עבור יצרן חשמל פרטי (קונבציונאלי או קוגנרציה) העומד בתנאים המפורטים בהחלטת הממשלה מלבד

החלופות המפורטות בסעיפים קטנים 1 ו-2 לעיל, גם חלופה הכוללת הצמדה לתעריף ייצור החשמל.

ג. אין באמור בס"ק ב כדי לגרוע מחובתם של בעלי הזכויות בחזקות תמר ודלית להציע לצרכנים בישראל את מחיר הגז הקבוע במסגרת הסכם ייצוא בכדי לעמוד בתנאי מנגנון המיסוי כמפורט בסעיף 7.23.1(ג) להלן.

2. ייצוא גז טבעי

א. בהחלטת ממשלה מיום 23.6.2013 אשר אימצה את עיקרי המלצותיה של ועדת צמח, בוצעו, בין היתר, הבהרות ותיקונים באשר לאופן חישוב מכסות הייצוא המותרות ואופן יצירת יתירות במערכת אספקת הגז. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.23.5(א) להלן.

ב. כמו כן, נקבע כי בעלי הזכויות בחזקת תמר יהיו רשאים להשתמש באסדת מרי B לכל תקופת חזקת תמר, לצורך ייצוא או אספקה למשק המקומי של גז טבעי ממאגר תמר, בכפוף לתנאים שנקבעו בהחלטת הממשלה.

3. מאגר תמר SW

במסגרת החלטת הממשלה נרשמה הודעת הממונה על ענייני הנפט כי ייתן אישור לתוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.3.4(ד) לעיל), בכפוף לכך שההפקה של גז טבעי ממאגר תמר SW לא תניב הכנסות בהיקף הגבוה מ-575 מיליון דולר. מגבלת ההפקה האמורה תבוטל על-ידי הממונה על ענייני הנפט לאחר שתושג הסכמה בין המדינה לבין בעלי הזכויות בחזקת תמר בכל הנושאים הקשורים בפיתוח מאגר תמר SW. לפרטים נוספים אודות מאגר תמר SW, ראו סעיף 7.3.4(ד) לעיל.

4. מיסוי

במסגרת החלטת הממשלה נרשמה הודעת רשות המיסים, המסדירה סוגיות מיסוי שונות, הנוגעות לפעילות במאגרי תמר ולויתן. כמו כן, הממשלה החליטה לפעול לקידום תיקונים לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, שמטרתם, בין היתר, סגירת פרצות מס, הבהרות שונות וכן החלת הליכי שומה וגבייה.

בנוסף נקבע, כי מחיר יחידת נפט בהסכם ייצוא ימוסה לפי התקבול בפועל מהסכם הייצוא ולא לפי "המחיר הממוצע מקומי", לאותו סוג נפט, כהגדרתו בחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, וכי לא יהיה צורך בבחינה שנתית של התקבולים מהסכם הייצוא לשם כך, וזאת בכפוף לכך שהתקבל אישור מראש מרשות המיסים על כך שמחיר יחידת נפט בהסכם הייצוא אינו נמוך מ"המחיר הממוצע המקומי" או לחלופין

שבעל הסכס הייצוא יתחייב להציע את המחיר שנקבע בהסכם הייצוא כאמור ללקוחות חדשים בישראל, באופן ובתנאים שנקבעו במתווה הגז.

5. תוכן מקומי

הממשלה רשמה בפניה את הודעת שר הכלכלה כי בעלי הזכויות במאגרי תמר ולויתן מתחייבים להשקיע בתוכן מקומי בסכום מצטבר של 500 מיליון דולר על פני 8 שנים החל ממועד מתן הפטור, קרי החל מיום 17.12.2015. כתוכן מקומי ייחשבו, בין היתר, הוצאות בגין רכישת סחורות או שירותים מגופים הרשומים בישראל (לרבות גופים זרים הרשומים בישראל), רכישת טובין, רכש מקבלנים, ספקים או יצרנים ישראלים, השקעות בתחום של מחקר ופיתוח בישראל (במישרין או בעקיפין), הוצאות על כח אדם (עד לתקרה של 20% מסך ההתחייבות כאמור), הוצאות על הכשרות מקצועיות, תרומות ופעילות בתחום של אחריות חברתית.²⁶⁶

6. קיום סביבה רגולטורית יציבה

א. ממשלת ישראל התחייבה לשמור על יציבות רגולטורית במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו – בשלוש סוגיות: חלקו המירבי של הציבור ברווחים (Government Take), ייצוא והשינוי המבני שכלול בהחלטת הממשלה, זאת למשך 10 שנים מיום קבלת החלטת הממשלה.

ב. בכוונת הממונה על ענייני הנפט לדחות את מועד התחלת ההפקה המסחרית והזרמת גז טבעי למשק המקומי ממאגר לויתן, עד ל-48 חודשים ממועד מתן הפטור.²⁶⁷

7. אבני דרך לפיתוח מאגר לויתן – עד סוף שנת 2017 יהיה על בעלי הזכויות בחזקת לויתן להתקשר בהסכמים מחייבים לרכישת ציוד ושירותים לצורך פיתוח החזקה בסכום של 1.5 מיליארד דולר לפחות, בנוסף לסכומים שהושקעו עד למועד החלטת הממשלה.²⁶⁸

בעקבות החלטת הממשלה המקורית ומתן הפטור הוגשו מספר עתירות לבג"ץ. ביום 27.3.2016 ניתן פסק דינו של בג"ץ בעניין העתירות האמורות, בו נקבע, בין היתר, כי פסקת היציבות כנוסחה במתווה (התחייבות הממשלה להגביל שינויים עתידיים באסדרה של משק הגז הטבעי) אינה יכולה לעמוד, וניתן למדינה פרק זמן של שנה לפעול להסדרת נושא היציבות במתווה.

²⁶⁶ המפעילה העבירה למשרד הכלכלה דוח מבוקר על-ידי רו"ח בדבר הוצאות ספקים מקומיים בשנת 2016 וביום 7.12.2017 העביר משרד הכלכלה למפעילה אישור כי הכיר בהוצאות כאמור בסך כולל של כ-110 מיליון דולר.

²⁶⁷ להערכת השותפות מועד תחילת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן יהיה בסוף שנת 2019.

²⁶⁸ כאמור לעיל, ביום 5.4.2017 הודיעה המפעילה לממונה כי שותפי לויתן התקשרו בהסכמים מחייבים לרכישת ציוד ושירותים לצורך פיתוח מאגר לויתן בסכום כולל של כ-1.52 מיליארד דולר, ובכך מילאו חובתם בהתאם להחלטת הממשלה.

ביום 22.5.2016 שבה ואימצה הממשלה את החלטתה מיום 16.8.2015 בעניין המתווה, תוך קביעת הסדר חלופי לפרק י' למתווה בעניין "סביבה רגולטורית יציבה", לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו.

נכון למועד פרסום דוח זה פועלת השותפות ליישום הוראות מתווה הגז הרלוונטיות לגביה. במסגרת זו, מכרה את החזקותיה בחזקות כריש ותנין כמפורט בסעיף 7.25.15 לעיל, מכרה 9.25% מהחזקותיה בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום, וממשיכה ופועלת למכירת יתרת החזקותיה במאגרים תמר ודלית.

7.23.2 הגבלים עסקיים

(ד) ביום 12.10.2000 נתן הממונה על ההגבלים את אישורו לעסקת מיזוג, במסגרתה רכשה דלק השקעות ונכסים בע"מ²⁶⁹ (להלן: "דלק השקעות") את כל זכויותיה של RB Mediterranean Ltd בפרויקט ים תטיס. אישור זה, כפי שעודכן, הותנה במספר תנאים, הכוללים, בין היתר, כי כל רכישת החזקה בידי קבוצת דלק ו/או דלק השקעות ו/או דלק נדל"ן בע"מ ו/או "דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: "דלק ישראל") בשיעור של 5% או יותר בתאגיד העוסק בחיפושים, הפקה, הולכה, שיווק או מכירה של גז טבעי בישראל, טעונה אישור מראש של הממונה על ההגבלים, אם יש בידי התאגיד ממצאים של גז טבעי; האמור בסעיף זה אינו חל על עסקה משותפת בפרויקט ים תטיס.

(ה) פרויקט תמר

1. ביום 28.8.2006 נתן הממונה על ההגבלים פטור בתנאים מאישור הסדר כובל – לפי סעיף 14 לחוק ההגבלים העסקיים – להסכם שעניינו בשיתוף הצדדים לו בזכויות ברשיונות מתן ומיכל²⁷⁰ (שחלק מהזכויות בו הועברו בשלב מאוחר יותר לנובל). החלטת הממונה על ההגבלים הותנתה במספר תנאים, שעיקרם:

א. "התאגידים המקומיים" (כהגדרתם להלן) לא יחזיקו במשותף, בין לבדם ובין בצד מחזיקים נוספים, בכל זכות גז למעט זכות הנובעת ישירות ובאופן בלעדי מרשיונות מתן ו/או מיכל, אלא באישור מפורש, מראש ובכתב מאת הממונה על ההגבלים. עד ליום 31.12.2006 יסיימו "התאגידים המקומיים" כל החזקה משותפת בזכויות גז, למעט זכויות הנובעות ישירות ובאופן בלעדי מרשיונות מתן ומיכל, אשר בעת מתן ההחלטה הוחזקו בידיהן במשותף, בין לבדן ובין בצד מחזיקים נוספים, אלא אם

²⁶⁹ ביום 16.4.2012 ובתוקף מיום 31.12.2011 מוזגה דלק השקעות לתוך קבוצת דלק על-פי הוראות החלק הראשון לחלק השמיני לחוק החברות וכתוצאה מכך חוסלה.

²⁷⁰ ביום 2.12.2009 ניתנו חזקות תמר ודלית חלק רשיונות מתן ומיכל.

כן הותרה להן החזקה משותפת על-ידי הממונה על ההגבלים במפורש ובכתב.

ב. בכל הסדר, הסכם או הסכמה, בכתב או בעל פה, בנוגע לקביעת מנגנון או אופן קבלת החלטות בין המחזיקים ברשיונות מתן ומיכל בנוגע לשיווק גז טבעי שיופק ברשיונות מתן ומיכל, לא יחזיק אחד "התאגידים המקומיים" לבדו, ישירות או בעקיפין, כל זכות או כוח למנוע מיתר המחזיקים קבלת החלטה או פעולה בענין שיווק גז טבעי שיופק ברשיונות מתן ומיכל.

ג. הגדרות: "התאגידים המקומיים" – "קבוצת דלק" ו-"ישראלמקו"; "קבוצת דלק" – אבנר ו/או דלק קידוחים ו/או כל אדם הקשור אל מי מהן; "ישראלמקו" וכל אדם הקשור בה.

2. ביום 13.11.2012 קיבלה השותפות מהממונה על ההגבלים הודעה בדבר הכרזתה כבעלת מונופולין – ביחד עם יתר השותפים בפרויקט תמר ולחוד – באספקת גז טבעי בישראל החל ממועד תחילתה של האספקה המסחרית מפרויקט תמר.

עקב היותה בעלת מונופולין חל על השותפות פרק ד' לחוק ההגבלים העסקיים לרבות איסור על השותפות לסרב מטעמים לא סבירים לספק גז טבעי וכן איסור לנצל לרעה את מעמדה בשוק באופן העלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור.

3. במהלך יוני ואוגוסט 2012 התקבלו מספר החלטות של הממונה על ההגבלים בדבר מתן פטור בתנאים מאישור הסדרים כובלים בקשר לחמישה הסכמים לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין צרכני גז פרטיים (להלן: "**ההחלטות הקודמות**") בנוסף התקבלה החלטה למתן פטור בתנאים מאישור הסדר כובל להסכם בין שותפי תמר לחברת החשמל. להלן עיקריהן של ההחלטות הקודמות: לצרכן הגז תעמוד האפשרות לבחור ביחס להסכם באחת משתי האפשרויות הבאות:

א. קיצור תקופת ההסכם והעמדתה על 7 שנים, החל ממועד תחילת אספקת הגז הטבעי; או לחלופין –

ב. הפחתת כמות הגז הנקובה בתניית ה-Take or Pay לכמות השווה למחצית מכמות הצריכה השנתית הממוצעת של צרכן הגז בשלוש השנים שקדמו למועד ההודעה. הפחתת כמות הרכישה תיכנס לתוקף לאחר שנה ממועד מתן ההודעה כאמור, ועד לסוף תקופת ההסכם לפי העניין (להלן: "**הפחתת כמות הרכישה**"). הודעה על הפחתת כמות הרכישה תתאפשר בכל עת במהלך התקופה שסיומה מאוחר יותר מבין שתי התקופות שלהלן: (1) התקופה שמיום 1.1.2018 ועד ליום 31.12.2020; או

(2) התקופה שראשיתה בתחילת השנה החמישית ממועד אספקת הגז הטבעי וסיומה בתום השנה השביעית כאמור.

ג. עם קביעת הכמות המינימאלית עליה יחויב צרכן הגז לשלם בהתאם לאמור לעיל, תעודכן כמות הגז השנתית וכמות הגז הכוללת בהסכם.

ד. לצרכן הגז יתאפשר למכור גז טבעי המיועד לשימוש צרכני רשת חלוקת הגז וזאת עד להיקף של 15% מכמות הגז השנתית בכל שנה.

ה. לא תחול מגבלה על צרכן הגז בנוגע לרכישת גז טבעי על-ידו מכל ספק גז טבעי אחר שאינו שותפי תמר.

ו. שותפי תמר לא יתקשרו, במישרין או בעקיפין, בכל הסכם לאספקת גז ממאגר תמר ללא קבלת היתר מראש ממערך הפיקוח על ההגבלים העסקיים.

בעקבות ההחלטות הקודמות לעיל תוקנו ההסכמים האמורים, וכל ההסכמים לאספקת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי תמר מאותו מועד ועד למועד מתן התוקף למתווה הגז תוקנו ו/או נערכו תוך התאמה להחלטות הקודמות.

4. ביום 27.12.2015 התקבלה החלטה נוספת של הממונה על ההגבלים בדבר מתן פטור בתנאים מהסדרים כובלים בקשר לתשעה הסכמים ארוכי טווח²⁷¹ לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר, לבין צרכני גז פרטיים, אשר דומים בעיקרם לתנאים שנקבעו בהחלטות הקודמות. ההבדל המרכזי בין תנאי ההחלטות הקודמות לבין תנאי החלטת הממונה החדשה הינו הקביעה כי ההודעה על הפחתת כמות הרכישה תתאפשר בכל עת במהלך התקופה שסיומה מאוחר מבין שתי התקופות שלהלן: (1) התקופה שמיום 1.1.2020 ועד ליום 31.12.2022; או (2) התקופה שראשיתה בתחילת השנה החמישית ממועד אספקת הגז הטבעי וסיומה בתום השנה השביעית כאמור (להלן בסעיף זה: **"החלטת הממונה החדשה"**).

נכון למועד פרסום הדוח, הסכם אחד תוקן בהתאם לאמור לעיל ושותפי תמר פועלים לתיקון יתר הסכמי הרכישה עם הצרכנים הרלוונטיים בהתאם להחלטת הממונה החדשה.²⁷²

²⁷¹ בנוסף, נזכרו בהחלטה כאמור הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי שבגינם הוגשו בקשות לפטור מהסדר כובל אשר תקופתם קצרה יותר וכמות הגז הטבעי שתסופק במסגרתם נמוכה יותר, לגביהם נקבע כי הם אינם טעונים בקשת פטור מאישור הסדר כובל בכפוף לעמידתם בחלק מהתנאים שנקבעו בהחלטה.

²⁷² ביחס להסכמים ארוכי טווח אשר אושרו לפני חודש אוקטובר 2012 תקופת מימוש האופציה להפחתת כמות הרכישה תהא בהתאם לקבוע בהחלטות הקודמות, קרי תקופה שמיום 1.1.2018 ועד ליום 31.12.2020 או התקופה שראשיתה בתחילת השנה החמישית ממועד אספקת הגז הטבעי וסיומה בתום השנה השביעית כאמור, לפי המאוחר מבניהם.

5. הסכמים שנחתמו החל מתחילת 2016 ועד למועד פרסום דוח זה הם הסכמים העומדים בתנאי הוראות המתווה. הסכמים אלה נמסרו לרשות ההגבלים העסקיים לצורך קבלת היתר בהתאם לדרישה שנקבעה בהחלטת הממונה החדשה כאמור לעיל.

(ו) פרויקט לווייתן

1. ביום 6.9.2011, קיבלה השותפות מכתב מהממונה על ההגבלים בו הודיעה לה, בין היתר, כי הוא שוקל להכריז על השותפות כצד להסדר כובל עקב כניסתה יחד עם אבנר ונובל לבעלות משותפת עם רציו בהיתר המוקדם רציו ים (שהומר לחזקות לווייתן).

2. ביום 27.3.2014 חתמה השותפות יחד עם אבנר ונובל על צו מוסכם לפי סעיף 250 לחוק ההגבלים העסקיים, חלף קביעה בדבר הסדר כובל במאגר לווייתן (להלן: "**הצו המוסכם**"), לפיו הוסכם, בין היתר, כי השותפות, אבנר ונובל ימכרו את כלל החזקותיהן במאגרי כריש ותנין.

3. ביום 23.12.2014 הודיע הממונה על ההגבלים על החלטת רשות ההגבלים העסקיים שלא להגיש את הצו המוסכם לאישור בית הדין, ושהוא שוקל מחדש להוציא קביעה לפיה השותפים במאגר לווייתן לרבות השותפות הינם צד להסדר כובל שלא קיבל את אישור בית הדין להגבלים עסקיים.

4. ביום 16.8.2015 התקבלה החלטת ממשלה (שאושררה ביום 22.5.2016) בדבר המתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לווייתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17.12.2015 עם הענקת פטור מהוראות חוק ההגבלים העסקיים לשותפות יחד עם אבנר ונובל ביחס להגבלים עסקיים כמפורט בסעיף 7.23.1(א) לעיל, בכפוף לקיום כל התנאים המפורטים בסעיפים 7.23.1(ב) לעיל. לפרטים בדבר פסק דינו של בג"ץ בעתירות שהוגשו בקשר להחלטת הממשלה ומתן הפטור כאמור, ראו סעיף 2.3 לעיל.

7.23.3 כפיפות הפעילות לחקיקה ספציפית בישראל

חיפושים, פיתוח והפקת נפט ו/או גז טבעי (להלן: "**נפט**") בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט על התיקונים שהוכנסו בו ובתקנות שהותקנו מכוחו, שעיקריו מפורטים להלן:

(ז) חוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן בסעיף זה: "**החוק**")

1. החוק קובע, בין היתר, כי לא יחפש אדם נפט אלא על-פי "היתר מוקדם", "רשיון" או "שטר חזקה" (כהגדרתם בחוק) ולא יפיק אדם נפט אלא על-פי רשיון או שטר-חזקה.

2. עריכת בדיקות מוקדמות (שאינן כוללות קדיחות ניסיון) בשטח כלשהו כדי לעמוד על הסיכויים לגילוי נפט בשטח, לרבות ביצוע סקרים סייסמיים, מותנית בקבלת היתר מוקדם. החוק מאפשר מתן זכות קדימה לבעל היתר מוקדם לקבל זכות נפט בשטח שעליו ניתן לו ההיתר המוקדם, אם זה יתחייב לבצע בדיקות מוקדמות והשקעות בחיפוש נפט כפי שיקבעו על-ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לעניין זה.
3. "רשיון" מקנה לבעלי הרשיון, בכפוף להוראות החוק ותנאי הרשיון, בעיקר את הזכות לחפש נפט בשטח הרשיון בהתאם לתוכנית המוגשת לממונה על ענייני נפט על-פי החוק, וזכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון ופיתוח בשטח הרשיון ולהפיק ממנו נפט. ככלל רשיון ינתן לתקופה מקורית של 3 שנים והוא ניתן להארכה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת שלא תעלה על 4 שנים.
4. אם מגיע בעל הרשיון לתגלית נפט רשאי הוא לקבל הארכה של תקופת הרשיון לתקופה שיש בה כדי ליתן לבעל הרשיון זמן מספיק לשם קביעת גבולותיו של שדה הנפט, אך לא יותר משנתיים, וכן רשאי לקבל בשטח מסוים מתוך שטח הרשיון, "חזקה" המקנה זכות ייחודית לחפש ולהפיק נפט בשטח החזקה כל ימי תוקפה. החזקה ניתנת לתקופה של עד 30 שנה מיום נתינתה, אולם אם ניתנה חזקה מכח רשיון שתוקפו הוארך לאחר תגלית בשטח הרשיון, תתחיל התקופה ביום שבו היה פוקע הרשיון אלמלא הוארך. ניתן להאריך חזקה, בתנאים הקבועים בחוק, לתקופה נוספת של עד 20 שנה. חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה, אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.
5. החוק מחייב, בין היתר, כי בעל חזקה ישלם למדינה תמלוג בשיעור של שמינית אחת מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה (למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה)²⁷³, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימאלי שנקבע בחוק.
6. חזקה עלולה לפקוע לאחר מתן הודעה מתאימה על-ידי שר האנרגיה אם לא הפיק בעל החזקה או חדל להפיק נפט בכמויות מסחריות.
7. כמו כן נקבע בחוק, כי "המנהל" (כמשמעו בחוק) רשאי לבטל זכות נפט או זכות קדימה אם בעל הזכות לא מילא אחר הוראות החוק או תנאי זכות הנפט או ההיתר המוקדם, או שלא פעל בהתאם לתוכנית העבודה שהגיש או איחר בביצועה, או שלא השקיע בחיפוש הנפט את

²⁷³ לפרטים נוספים לגבי אופן חישוב התמלוגים למדינה, ראו סעיף 7.25.12 להלן.

הסכומים שהתחייב להשקיע, וכל זאת על אף התראה בכתב שנמסרה לבעל זכות הנפט או ההיתר המוקדם 60 יום קודם לכן.

8. המנהל יקיים ספר נפט שיהא פתוח לעיון הרבים (להלן: "ספר הנפט"). בספר הנפט יירשמו כל בקשה לזכות נפט, הענקתה, הארכתה, שינוייה או פקיעתה וכן העברתה או שיעבודה של זכות הנפט או של טובת הנאה בה או בדבר הענקתו של כל שטר חכירה. שום עסקה כזאת לא יהא כוחה יפה עד שלא נרשמה כן.

9. בחוק נקבע כי לא יהיה לאדם אחד יותר משנים-עשר רשיונות, ולא יהיו לו רשיונות על שטח כולל העולה על ארבעה מיליון דונם, אלא באישורה המוקדם של מועצת הנפט.

(ח) תקנות הנפט, התשי"ג-1953 (להלן: "תקנות הנפט")

תקנות הנפט עוסקות, בין היתר, בהיתרים מוקדמים וזכויות קדימה, ברשיונות ובחזקות (להלן ביחד: "הזכויות") וקובעות את אופן הגשת בקשות לקבלת זכויות, הגשת דוחות, אגרות שיש לשלם, תנאים לגבי צורת השטח, הוראות בענין מתן זכויות בדרך של תחרות והוראות בענין תשלומי תמלוגים בהתאם לחוק הנפט.

(ט) תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), התשע"ז – 2016 (להלן: "תקנות הים")

1. ביום 15.11.2016 נכנסו לתוקפן תקנות הים, אשר החליפו את תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), התשס"ו – 2006. תקנות הים קובעות, בין היתר, הוכחת כשירות של המבקש לקבלת אישור להיות מפעיל.

2. להלן יובאו עיקרי תקנות הים:

א. הממונה על ענייני הנפט לא יאשר למבקש להיות מפעיל אלא בהתקיים התנאים העיקריים הבאים:

1. המפעיל יהיה בעל החזקה בשיעור של 25% לפחות מהזכויות בנכס הנפט.

2. למפעיל או בעל השליטה בו (בכפוף לתנאים שבתקנות הים) יהיה ניסיון של חמש שנים לפחות בתקופת עשר השנים שקדמה להגשת הבקשה, בביצוע תפקידי מפעיל ובכלל זה: (א) ניסיון בחיפושי נפט או גז טבעי בים; (ב) ניסיון בקדיחה בים; (ג) ניסיון בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי בים; (ד) ניסיון בפעולות לשמירת הבריאות, הבטיחות והגנת הסביבה בקשר עם פעולות בזכויות נפט.

3. כמו כן, הממונה על ענייני הנפט לא יאשר תאגיד כמפעיל אלא אם כן הוא מעסיק באופן ישיר עובדים בעלי

הכשרה וניסיון של חמש שנים לפחות בתחום חיפוש הנפט או הגז הטבעי בים, וכן בתחום הפיתוח והפקת נפט או גז טבעי בים, זולת אם החליט לאשר תאגיד כמפעיל על אף שלא עמד בדרישת הניסיון בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי בים כמתואר להלן.

4. הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי, בהתאם לשלב הזכות ולמאפייניה וכן בהתאם להיקף הביקוש לקבלת הזכות באותו שטח או בהתאם להרכבה של הקבוצה כולה, לאשר תאגיד כמפעיל אף אם לא עמד בדרישת הניסיון הדרוש בפיתוח ובהפקת נפט או גז טבעי בים לעיל.

5. הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי לדרוש מתאגיד מסוים, לשם אישורו כמפעיל, ניסיון רב מהקבוע, אם מצא שהדבר נדרש בהתאם לשלב הזכות ולמאפייניה, ובהתחשב בתכנית העבודה, במורכבותה ובהיבטים סביבתיים ובטיחותיים.

6. הממונה לא יאשר תאגיד כמפעיל אלא אם כן הוא בעל יכולת כלכלית מספקת ואיתנות פיננסית. לעניין זה מפעיל או בעל השליטה בו (בכפוף לתנאים שבתקנות הים) הינו בעל איתנות פיננסית (כהגדרתה בתקנות הים) ויכולת כלכלית שתחשב כמספקת אם סך הנכסים במאזן הוא 200 מיליון דולר לפחות וסך ההון העצמי במאזן הוא 50 מיליון דולר.

ב. על מבקש זכות נפט להוכיח יכולת כלכלית מתאימה בהתקיים שני אלה:

1. סך הנכסים במאזן של המבקש (או של כלל בעלי זכות הנפט יחד, כולל חבר הקבוצה שיאושר כמפעיל לגבי זכות הנפט) הוא לפחות 400 מיליון דולר;

2. סך ההון העצמי במאזן של המבקש (או של כלל בעלי זכות הנפט יחד, כולל חבר הקבוצה שיאושר כמפעיל לגבי זכות הנפט) הוא לפחות 100 מיליון דולר.

מבקש זכות נפט יכול להסתמך על בעל השליטה בו לשם הוכחת יכולת הכלכלית, בכפוף לתנאים שנקבעו בתקנות הים.

היכולת הכלכלית, האיתנות הפיננסית²⁷⁴ סך כל הנכסים וסך כל ההון העצמי האמורים ייבחנו לפי הנתונים שבדוח הכספי המבוקר ליום 31 בדצמבר של השנה שקדמה להגשת הבקשה או לפי ממוצע הנתונים שבדוחות הכספיים המבוקרים ליום 31 בדצמבר של השנתיים שקדמו להגשת הבקשה, לפי שיקול דעתו של הממונה על ענייני הנפט.

ג. הממונה על ענייני הנפט יהיה רשאי, באישור שר האנרגיה, שלא לאשר בקשה לקבלת זכות נפט או בקשה לשמש כמפעיל, אף אם נתקיימו כל התנאים המפורטים לעיל, אם שוכנע כי טעמים של בטחון המדינה, יחסי חוץ או קשרי מסחר בין-לאומיים מצדיקים זאת, או אם קיימות נסיבות מיוחדות שבשלן אישור הבקשה אינו לטובת הציבור או משק האנרגיה בישראל.

ד. על אף האמור לעיל, ניתן יהיה לאשר מפעיל או להעניק זכות נפט למבקש אף שלא מתקיימים כל הפרטים המופיעים לעיל ובלבד שבנסיבות העניין אי קיום התנאים אינו מהותי והממונה, שוכנע כי יש טעמים מיוחדים המצדיקים זאת.

ה. תקנות הים כוללות הוראות נוספות לגבי הפרטים שיש לכלול בבקשה לאישור מפעיל ודיווחים שנדרש מפעיל ובעל זכות נפט להעביר לממונה על ענייני הנפט.

(י) חוק משק הגז הטבעי, התשס"ב – 2002

חוק משק הגז הטבעי והתקנות שהותקנו מכוחו קובעים הוראות בדבר אופן הקמת מערכות להולכה, שיווק ואספקת גז טבעי. חוק משק הגז הטבעי קובע, בין היתר, כי:

1. אין לעסוק בפעילויות הבאות, אלא על-פי רשיון שנתן שר האנרגיה (להלן בסעיף זה: "השר") ובהתאם לתנאיו:
 - הקמה והפעלה של מערכת הולכה או חלק ממנה;
 - הקמה והפעלה של רשת חלוקה או חלק ממנה;
 - הקמה והפעלה של מתקן גז טבעי נוזלי (להלן: "רשיון גט"ן");
 - הקמה והפעלה של מתקן אחסון;
 - הקמה והפעלה של צינור ייצוא של מי שאינו בעל חזקה.
2. רשיון הולכה יינתן רק לחברה שהתאגדה בישראל לפי חוק החברות.
3. לא יעסקו במכר ושיווק של גז טבעי בעל רשיון הולכה, ספק חשמל, או מי שהוא בעל שליטה או בעל זיקה בהם.

²⁷⁴ איתנות פיננסית תוכח בהתקיים התנאים המפורטים בתקנות.

4. העיסוק במכר ובשיווק של גז טבעי אינו טעון רשיון אולם ניתן שיקול דעת לשר בהתקיים התנאים הקבועים בחוק משק הגז הטבעי לקבוע, בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת הכלכלה של הכנסת, כי לתקופה שיקבע, עיסוק בשיווק גז טבעי, יהיה טעון רשיון.
5. ביקש אדם לקבל יותר מרשיון אחד, רשאי השר, בהתייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי שמונה על-פי החוק (להלן בסעיף זה: "**המנהל**"), להתנות את הרישיונות בתנאים המפורטים בחוק משק הגז הטבעי.
6. השר, בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי שמונתה לפי סעיף 63 לחוק משק הגז הטבעי (להלן: "**מועצה לענייני משק הגז הטבעי**"), רשאי, בין השאר בהתאם למדיניות הממשלה, לתת לתאגיד, בלא מכרז, רשיון לצינור ייצוא של מי שאינו בעל חזקה, לתקופה שתיקבע ברשיון ובכפוף להוראות חוק משק הגז הטבעי.
7. רשיון אחסון ורשיון גט"ן יינתנו על-פי מכרז או על-פי הליך פומבי אחר ואולם השר רשאי, בהסכמת שר האוצר ובהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי, להחליט כי רשיון אחסון או רשיון מתקן גט"ן יינתן, בלא מכרז או הליך פומבי כאמור, לבעל רשיון הולכה. על אף האמור, רשאי בעל חזקה, כל עוד החזקה בתוקף, לאחסן גז שהופק על-ידו במאגר שבשטח החזקה. על אף האמור בסעיף זה לעיל, השר רשאי לתת לבעל חזקה, בלא מכרז או הליך פומבי אחר וכל עוד החזקה בתוקף, רשיון לאחסון גז שלא הופק על-ידו במאגר שבשטח החזקה; תקופת הרשיון תיקבע בו ולא תעלה על יתרת תקופת החזקה. השר רשאי להורות לבעל חזקה, כל עוד החזקה בתוקף, לתת לאחרים שירותי אחסון במאגר שבשטח החזקה ולקבוע את תנאי מתן השירותים, לאחר שנתן לבעל החזקה הזדמנות להשמיע את טענותיו; ניתנה הוראה כאמור, יראו את בעל החזקה כבעל רשיון אחסון ויחולו עליו ההוראות לפי חוק משק הגז הטבעי.
8. נקבעו הגבלות על עיסוק נוסף של בעל רשיון אולם השר בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי רשאי לתת לבעל רשיון היתר לעסוק בעיסוקים נוספים, בתנאים שנקבעו בחוק משק הגז הטבעי.
9. תקופת רשיון לא תעלה על 30 שנים, ואין להאריכה, אולם אין בהוראה זו כדי למנוע מבעל הרשיון להשתתף במכרז שייערך למתן הרשיון החדש. על אף האמור לעיל, רשאי השר שלא להגביל בזמן רשיון חלוקה, ואם הגבילו בזמן רשאי הוא להאריך את תקופת תוקפו או לבטל את הגבלת הזמן ולהתנות ברשיון תנאים לגבי כל החלטה כאמור.

10. השר, בהתייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי, רשאי לקבוע ברשיון תנאים להבטחת מטרותיו של חוק משק הגז הטבעי ולקיום הוראות לפיו, לרבות תנאים שיש לקיימם לפני תחילת הפעילות נושא הרשיון.
11. השר, בהסכמת שר האוצר, רשאי לקבוע ברשיון שניתן על-פי מכרז חובת תשלום תמלוגים או דמי רשיון לאוצר המדינה, ודרכי חישובם ותשלומם, ואם דבר מאלה היה נושא להצעות במכרז – בהתאם לתוצאות המכרז; השר, בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת הכלכלה של הכנסת, רשאי לקבוע חובת תשלום תמלוגים על בעל רשיון שרישיונו לא ניתן על-פי מכרז.
12. מנהל רשות הגז הטבעי, בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי ובאישור השר, ולאחר שנתן לבעל הרשיון הזדמנות להשמיע את טענותיו, רשאי לבטל בכל עת רשיון, אם התקיים אחד מהתנאים שנקבעו בחוק משק הגז הטבעי.
13. רשיון או כל חלק ממנו אינו ניתן להעברה, לשעבוד או לעיקול.
14. בעל רשיון לא יתנה מתן שירות בקניית שירות אחר או גז ממנו או מאדם אחר, או באי רכישת שירות או גז מאדם אחר. ואולם אם הוכח לפני המועצה לענייני משק הגז הטבעי כי קיים קשר עסקי סביר בין השירות המבוקש לבין קיום התנאי, רשאית המועצה כאמור לאשר את התנאי.
15. תעריפים שיגבה בעל רשיון, וכל עדכון שלהם, ייקבעו בידי המועצה לענייני משק הגז הטבעי, בהתאם לכללים שייקבעו ברשיון, ולעניין פעילות שהרשיון לגביה ניתן על-פי מכרז, תקבע המועצה לענייני משק הגז הטבעי את התעריפים לפי תנאי המכרז; המועצה לענייני משק הגז הטבעי רשאית לקבוע אמות מידה או הוראות בענין הרמה, הטיב והאיכות של השירותים שעל בעל רשיון לתת לצרכניו, ולהבטחתם ברציפות במשך תקופת הרשיון.
16. גז שימכור ספק גז טבעי ליצרן חשמל פרטי כהגדרתו בחוק משק החשמל, התשנ"ו-1996, הוא מצרך שחוק פיקוח על מחירי מצרכים ושירותים, התשנ"ו-1996 (להלן: "**חוק הפיקוח**"), חל עליו, ורמת הפיקוח שתחול עליו תהא בהתאם לפרק ה' לחוק הפיקוח.
17. השר, בהתייעצות עם המועצה, רשאי לתת לתאגיד, בלא מכרז, רשיון לצינור ייצוא של מי שאינו בעל חזקה, לתקופה שיקבע ברישיון, בהתקיים כל אלה:
 - א. התאגיד שהגיש את הבקשה (לרבות תאגיד ששולט בו או תאגיד אחר שבשליטת התאגיד השולט), התקשר בהסכם לרכישת גז טבעי שמתקיימים בו כל אלה:

1. התקשרות ארוכת טווח בהיקף משמעותי למטרת ייצוא;
 2. הגז הטבעי הנרכש יופק משטח החזקה לפי חוק הנפט, כאשר אל המיתקנים המשמשים את הפעילות לפי החזקה יחובר הצינור שלגביו ניתן הרישיון;
 3. השר אישר מראש את ההתקשרות;
- ב. כל אלה התאגדו כדין בישראל או במדינה שאינה מדינת אויב:
1. מבקש הרישיון;
 2. בעל שליטה במבקש הרישיון – אם הוא תאגיד;
 3. תאגיד אחר שבשליטת התאגיד השולט, שהתקשר בהסכם כאמור, ככל שהתקשר;
- ג. אם בעל שליטה במבקש הרישיון אינו תאגיד – הוא אינו אזרח מדינת אויב;
- ד. בעל החזקה שאל המיתקנים המשמשים את הפעילות יחובר הצינור, מחזיק באישורים הנדרשים לצורך ייצוא באמצעות הצינור.
- (יא) תקנות משק הגז הטבעי (ניהול משק גז טבעי בעת שעת חירום), התשע"ז-2017 (להלן: "תקנות לשעת חירום")
1. התקנות לשעת חירום הינן מכוח סעיף 91 לחוק משק הגז הטבעי המסמיך את שר האנרגיה, באישור הממשלה, להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי ולהתקין תקנות שיחולו על הפעלת משק הגז הטבעי בשעת חירום.
 2. התקנות מפרידות בין מצב שבו 90% מכלל אספקת הגז הטבעי במשק מגיעה משדה אחד ומערכת הולכה אחת (להלן: "**שדה משמעותי**"), לבין מצב בו אספקת הגז הטבעי במשק מגיעה מלפחות שני שדות המחוברים לנתג"ז דרך שתי מערכות הולכה נפרדות:
- א. הוראות בעת קיום שדה משמעותי אחד
- בכל שעה שבה הביקוש השעתי המצטבר לגז טבעי של צרכני ספק הגז שלא מסוגל לספק את כל או חלק מהגז הטבעי בשדה (להלן: "**הספק שבכשל**") עולה על הכמות המירבית שניתן לספק להם, הספק שבכשל ונתג"ז יקצו את כמות הגז הקיימת לפי ההוראות הבאות:
1. ההקצאה הראשונה של גז טבעי תהיה לצרכני החלוקה (כהגדרתם בתקנות לשעת חירום). הקצאה כאמור תתבצע לפי הכמות המרבית לשעה של הגז הטבעי שצרכו צרכני החלוקה ב-12 החודשים שקדמו למועד ההכרזה (כהגדרתו בתקנות לשעת חירום):

(א) כמות של עד 3,600 MMBTU בשעה תשורין לצרכני חלוקה (מנהל רשות הגז רשאי לקבוע כיצד תחולק הכמות בין צרכני החלוקה לבין עצמם);

(ב) כמות של 3,600 MMBTU בשעה לפחות תוקצה כך:

(1) תחילה לצרכנים ביתיים;

(2) יתרת ההקצאה תוקצה לצרכני החלוקה שאינם נכללים בפסקת משנה (א).

2. הכמות הנותרת תחולק בין צרכנים יצרני חשמל (בהיקף של מעל 45 מגה וואט) לבין צרכנים אחרים, בהתאם לממוצע הצריכה היומי של שתי קבוצות הצרכנים בחודש המקביל בשנה הקלנדרית הקודמת;

3. הכמות שתחולק לכל צרכן אחר (מתוך הכמות שהוקצתה לצרכנים אחרים כאמור לעיל) תיקבע בהתאם לחלקם בקיבולת השעתית המוזמנת בהסכם ההולכה עם נת"ג מתוך סך הקיבולת השעתית המוזמנת על ידי יתר הצרכנים האחרים שאינם יצרני חשמל.

4. חברת החשמל תציע למכירה גט"ן לצרכנים שאינם יצרני חשמל, במחיר שבו רכשה את הגט"ן בתוספת של עד 10%.

ב. הוראות בעת קיום של לפחות שני שדות

ספקי הגז שאינם בכשל יהיו מחויבים להציע למכירה את הגז העודף שלהם, ככל שישנו כזה (הכמות היומית הפנויה לאחר אספקת הכמות שהוזמנה על ידי הצרכנים של אותו הספק ובלבד שהכמות שהוזמנה לא עולה על הכמות המקסימלית שניתן להזמין לפי ההסכמים עימם) לספק הגז שבכשל. אם הצדדים לא הגיעו להסכמה על מחיר הגז העודף, המחיר יהיה בהתאם לממוצע המחירים במשק (ייקבע לפי סך כל ההכנסות ממכירות גז טבעי לצרכנים בישראל מכל השדות שהתקבלו ברבעון שקדם לרבעון שקדם למועד ההכרזה חלקי הכמות המצטברת של גז טבעי ביחידות MMBTU שסופקה לצרכנים בישראל ברבעון שקדם לרבעון שקדם למועד ההכרזה כפי שמפרסמת רשות הגז הטבעי מזמן לזמן באתר האינטרנט שלה). בכל שעה שבה הביקוש השעתי המצטבר לגז טבעי של צרכני ספק הגז שבכשל עולה על הכמות המירבית שניתן לספק

להם, הספק שבכשל ונתג"ז יקצו את כמות הגז העודף שנרכשה לצרכנים במשק הישראלי בלבד, לפי ההוראות הבאות:

1. ההקצאה הראשונה של גז טבעי תהיה לצרכני החלוקה. הקצאה כאמור תתבצע לפי הכמות המרבית לשעה של הגז הטבעי שצרכו צרכני החלוקה הצורכים גז מספק הגז שבכשל ב-12 החודשים שקדמו למועד ההכרזה, כמפורט להלן:

כמות שאינה עולה על התוצאה המתקבלת מ- MMBTU 3,600 לשעה, פחות הכמות המסופקת לצרכני החלוקה שסיפקו ספקי הגז שאינם בכשל בשעה, תשורייין לצרכני חלוקה;

כמות מירבית שעולה על התוצאה המתקבלת מ- MMBTU 3,600 לשעה פחות הכמות שסיפקו ספקי הגז שאינם בכשל לצרכני החלוקה, באופן הבא:

(1) תחילה לצרכנים הביתיים;

(2) יתרת ההקצאה תוקצה לצרכני החלוקה שאינם נכללים בפסקת משנה (א).

2. הכמות הנותרת תחולק בין צרכנים יצרני חשמל לבין צרכנים אחרים, בהתאם לממוצע הצריכה היומי של שתי קבוצות הצרכנים בחודש המקביל בשנה הקלנדרית הקודמת;

3. הכמות שתחולק לכל צרכן אחר (מתוך הכמות שהוקצתה לצרכנים אחרים כאמור לעיל) תיקבע בהתאם לחלקם בקיבולת השעתית המוזמנת בהסכם ההולכה עם נתג"ז מתוך סך הקיבולת השעתית המוזמנת על ידי יתר הצרכנים האחרים שאינם יצרני חשמל.

ג. כללי

אם השר ראה, לאחר התייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי ומנהל רשות החשמל (בכל הנוגע למשק החשמל) כי המחסור בגז טבעי פוגע באופן ממושך או נרחב בתפקוד הסדיר של המשק או באספקה הסדירה של חשמל למשק הישראלי ושלא ניתן להתגבר עליה באמצעות שימוש בדלקים אחרים, יהיה רשאי השר לחרוג מהוראות התקנות ולהורות על הקצאה שונה של כמויות הגז והגט"ן ובלבד שהחריגה לא תעלה על הנדרש.

אין בתקנות כדי לפטור את ספק הגז שבכשל מכל חובה חוקית שחלה עליו או כדי לגרוע מכל התרופות והסעדים הקיימים בהסכם בין ספק הגז שבכשל לבין צרכן הגז.

(יב) החוק לקידום התחרות ולצמצום הריכוזיות, התשע"ד-2013 (להלן: "חוק

הריכוזיות")

ביום 11.12.2013 (להלן בסעיף זה: "יום התחילה") פורסם ברשומות חוק הריכוזיות, אשר קבע, בין היתר, כי לרגולטורים סמכות לשקול שיקולי תחרותיות ענפית ושיקולי ריכוזיות כלל משקית, במסגרת הקצאת נכסי הציבור על-ידי המדינה, כדי להבטיח את הגברת התחרותיות הענפית ואת ביזור הריכוזיות הכלל משקית.

על-פי חוק הריכוזיות, רגולטור רשאי שלא להקצות לגוף המנוי ברשימת הגורמים הריכוזיים שפורסמה ברבים ואשר תקבע על בסיס קריטריונים שנקבעו בחוק הריכוזיות, זכות (לרבות חוזה) בתחום פעילות שבו נעשה שימוש בתשתית חיונית או במשאב ציבורי או שבמסגרתו מוענק שירות חיוני לציבור, המנוי בחוק הריכוזיות (להלן: "תחום תשתית חיונית"), אלא לאחר שמצא שלא תיגרם פגיעה של ממש לתחום שבו מוקצת הזכות ולהסדרת התחום האמור בשל אי ההקצאה, וכן לאחר שלקח בחשבון שיקולי מניעת הרחבת הפעילות של הגורם הריכוזי, בשים לב לתחומי הפעילות הנוגעים לעניין ובהתחשב בזיקה ביניהם (להלן: "שיקולי ריכוזיות כלל משקית").

לפיכך, טרם הקצאת זכות בכל תשתית חיונית (לרבות בתחום פעילות שלגבי מוענקת זכות נפט או בתחום פעילות שלגבי נדרש רשיון אחסון או רשיון למתקן גט"ן לפי חוק משק הגז הטבעי) לשותפות, על הרגולטור לשקול שיקולי ריכוזיות כלל משקית.

על אף האמור לעיל, ההוראות כאמור בענין שיקולי ריכוזיות כלל משקית לא יחולו ביחס להקצאת זכות נפט למי שבמועד ההקצאה יש לו זכות נפט אחרת לגבי אותו שטח.

בנוסף, בעת הקצאת זכות (כמשמעותה לעיל) לרבות רשיון הנדרש לתחום פעילות שאינו תחום תשתית חיונית, על הרגולטור לשקול שיקולים של קידום התחרותיות הענפית, נוסף על כל שיקול אחר שעליו לשקול לפי דין לעניין כאמור.

ההוראות הנ"ל בדבר הליכי הקצאת זכות נכנסו לתוקף בחודש דצמבר 2014. לגבי הארכת תוקפה של זכות יחולו ההוראות מתום שלוש שנים מיום התחילה (קרי, ביום 10 בדצמבר 2017).

ביום 25.12.2017 פרסמה הוועדה לצמצום הריכוזיות, על-פי הוראות חוק הריכוזיות, את רשימת הגורמים הריכוזיים במשק, רשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים ורשימת הגופים הפיננסיים המשמעותיים. מעיון שביצעה השותפות, בסמוך למועד אישור הדוח, ברשימות שפרסמה ועדת הריכוזיות עולה כי השותפות נמנית עם רשימת הגורמים הריכוזיים.

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות אינה יכולה להעריך את היקף השפעת חוק הריכוזיות על ענף חיפושי הנפט והגז בכלל ועל פעילותה בפרט.

7.23.4 הנחיות הממונה על ענייני הנפט

(א) מתן בטוחות בקשר עם זכויות נפט

1. ביום 17.9.2014 פרסם הממונה על ענייני הנפט, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, נוסח סופי של הנחיות למתן בטוחות בקשר עם זכויות נפט, שעיקריהן (לגבי נכסים בים), כמפורט להלן. ואולם יצוין כי לאחר המועד הנ"ל, הממונה דרש אישורי ביטוח בנוסח שנקבע על-ידו זאת בהסתמך על תוכניות ביטוח שהוגשו לו בנושא ביטוחים הנוגעים לחזקות השונות. במהלך שנת 2016 פורסמה טיוטת הנחיות למתן בטוחות בקשר עם זכויות הנפט אשר בה עודכנו הוראות הנוגעות לפוליסות ביטוח. הממונה על ענייני הנפט צפוי לפרסם נוסח של הנחיות מעודכנות בקשר עם בטוחות הנוגעות לפוליסות ביטוח. להלן עיקרי ההנחיות למתן בטוחות בקשר עם זכויות הנפט (לגבי נכסים בים):

א. מחזיקי רשיונות ימיים קיימים יפקידו ערבות בסכום השווה ל-2.5 מיליון דולר באופן מדורג כדלהלן: א. 1.25 מיליון דולר יופקדו עד ליום 30.11.2014; ב. 1.25 מיליון דולר יופקדו עד ליום 31.3.2015. יצוין כי בעל זכות אשר תוכנית העבודה המאושרת לזכותו כוללת או תכלול ביצוע קידוח לפני התאריכים שצויינו לעיל, ימציא את ערבות הבסיס במלואה לפני מתן אישור הקידוח. כמו כן, הממונה על ענייני הנפט רשאי, בנסיבות חריגות המצדיקות זאת, לדרוש סכום ערבות שונה מזה המצוין לעיל.

ב. טרם ביצוע קידוח יידרשו המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות נוספת בסכום שיקבע הממונה על ענייני הנפט בהתאם למאפייני הקידוח ותכנית הקדיחה, כאשר גובה הערבות הנוספת לרישיונות בים לא יפחת מסך השווה ל-5 מיליון דולר. סבר הממונה על ענייני הנפט כי מאפייני הקידוח מצדיקים זאת, יהיה רשאי לדרוש ערבות בסכום נמוך מהסכום האמור.

ג. בחזקות נפט הממונה על ענייני הנפט יקבע את גובה הערבות בהתחשב, בין היתר, בתוכנית הפיתוח, במאפייני החזקה, בשלב בו היא נמצאת ובגודל שדה הנפט, אך בכל מקרה גובה הערבות לא יפחת מסך השווה ל-7.5 מיליון דולר בגין חזקה בים. ערבויות בגין חזקות חדשות תופקדנה עם מתן החזקה, לתקופה שייקבע הממונה על ענייני הנפט. כן, הממונה על ענייני הנפט שומר לעצמו את הזכות לעדכן את סכום הערבות, עקב שינוי נסיבות.

ד. הערבויות האמורות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה על ענייני הנפט אחרת, אך לא יותר מ- 7 שנים לאחר פקיעת הזכות בגינה ניתנו.

ה. היה ולדעת הממונה על ענייני הנפט בעל זכות נפט לא פעל בשקידה ראויה בזכות נפט או גרם נזק בפעולותיו עקב זכות הנפט או לא הוציא הוצאות או לא קיים חובות שעליו להוציא או לקיים לפי חוק הנפט, והממונה על ענייני הנפט, במהלך תקופת הזכות, הורה לבעל זכות הנפט בהודעה בכתב לבצע פעולות או להוציא הוצאות או לקיים חובות הנוגעות לזכות הנפט, ובעל זכות הנפט לא ביצע הוראה זו ולא נתן סיבה ראויה לאי הביצוע, רשאי הממונה על ענייני הנפט להורות על חילוט הערבויות או חלקן, וזאת לאחר שמיעת טענות בעל הזכות בעניין חילוט הערבות.

ו. בעל זכות נפט ייעשה על חשבון, ויקיים במהלך כל תקופת זכות הנפט, את כל הביטוחים המקובלים אצל חברות בינלאומיות לחיפוש או להפקת נפט או גז.

ז. לא פעל בעל זכות נפט בהתאם לאמור בהנחיות, או אם נתברר כי הערבות או הביטוח שנעשה בוטלו או הסתיימו מכל סיבה שהיא, טרם חידושם, הארכתם או העמדת ערבות או ביטוח במקומם, יהיה רשאי הממונה על ענייני הנפט לחלט את הערבות הקיימת בקשר עם הזכות ולפעול לצמצום הנזקים האפשריים על חשבון בעל הזכות. כמו כן יהיה הממונה על ענייני הנפט רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה ובהוראות הזכות ולפעול בהתאם להוראות חוק הנפט.

ח. בנוסף, ההנחיות כוללות, בין היתר, הוראות בדבר מתן ערבויות בקשר עם מבקשי רשיונות חדשים ביבשה, רשיונות קיימים ביבשה, עדכון סכום ערבות והארכתה וכן הוראות כלליות בעניין ערבויות.

2. במסגרת פרסום ההליך התחרותי המתואר בסעיף 7.14.2 לעיל, נקבעו הכללים בעניין ערבויות לרשיונות חדשים בים, כדלקמן: (א) גובה הערבות הבסיסית לכל רישיון הינו 2.5 מיליון דולר; (ב) במידה והיזם מבקש לקבל רישיון בשטחים גובלים, גובה הערבות על השטח הנוסף הינו 0.5 מיליון דולר לכל רישיון נוסף, עד גובה ערבות מירבי של 4 מיליון דולר (ל-4 שטחים גובלים). גובה הערבות הנדרשת לשטח לגביו התחייב מבקש הרישיון לבצע קידוח, הינו 10 מיליון דולר. ככל שבעל הרישיון לא יבצע קידוח במהלך תקופת הרישיון ויבקש להאריכה על-פי חוק, יהיה עליו להעמיד ערבות נוספת בגובה 5 מיליון דולר בטרם ביצוע הקידוח.

בהתאם להנחיות כאמור ותנאי נכסי הנפט של השותפות, נכון למועד פרסום הדוח, השותפות ביחד עם שותפיה במיזמים השונים הפקידו ערבויות בנקאיות אוטונומיות בגין חזקות אשקלון, נועה, תמר, דלית, לויתן צפון, לויתן דרום וכן רשיונות חנה²⁷⁵ ו-אלון²⁷⁶. חלקה של השותפות בערבויות כאמור מסתכם לכ-41.8 מיליון דולר.

(ב) העברה ושעבוד של זכות בנכס נפט וטובת הנאה בזכות נכס נפט

ביום 31.12.2015 פרסם הממונה על ענייני הנפט, הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להעברה ושעבוד של זכות נפט (היתר מוקדם, רשיון וחזקה) וטובת הנאה (לרבות זכות לתמלוגים חוזיים) בזכות נפט²⁷⁷ (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"), שעיקריהן כדלקמן:

בסעיף זה "טובת הנאה בעניין רישיון" ו-"טובת הנאה בעניין חזקה" - לרבות החזקה של כל אחד מאלה: (1) שליטה בבעל רישיון או בבעל חזקה, או בתאגיד שהוא בעל חלק ברישיון או בחזקה, או בקבוצה לפי העניין; (2) יותר מ-25% מסוג מסוים של אמצעי השליטה בבעל רישיון או בבעל חזקה, או בתאגיד שהוא בעל חלק ברישיון או בחזקה, או בקבוצה, לפי העניין; (3) זכות לתמלוגים חוזיים.

"אמצעי שליטה" – אמצעי שליטה בקבוצה או אמצעי שליטה בתאגיד, לפי העניין;

"אמצעי שליטה בקבוצה" – כל אחד מאלה: (1) זכות הצבעה באסיפה, בוועדת תפעול או בפורום אחר שבו מתקבלות החלטות המחייבות את הקבוצה לגבי הפעלת זכות הנפט; (2) זכות למנות חברים באסיפה, בוועדת תפעול או בפורום אחר שבו מתקבלות החלטות המחייבות את הקבוצה לגבי הפעלת זכות הנפט, או למנות אדם שתפקידו לקבל החלטות כאמור; לעניין זה, "וועדת תפעול" – גוף שחברי הקבוצה הסכימו לגביו כי הוא יכול את פעילות הקבוצה בהפעלת זכות הנפט או יקבע את אופן הפעלת זכות הנפט וביצוע החובות המוטלות על בעל זכות הנפט על פי תנאי הזכות או את מדיניותה בעניינים אלה או יפקח עליהם.

"אמצעי שליטה בתאגיד" – כל אחד מאלה: (1) זכות הצבעה באסיפה כללית של חברה או בגוף מקביל לה של תאגיד אחר; (2) זכות למנות דירקטור בחברה או את המנהל הכללי שלה, או נושאי משרה מקבילים להם בתאגיד אחר.

"שליטה" – שליטה בקבוצה או שליטה בתאגיד, לפי העניין;

²⁷⁵ נכון למועד הדוח, טרם החזיר הממונה על ענייני הנפט לשותפות ערבות שהועמדה על-ידה בקשר עם רשיון חנה. לפרטים ראו סעיפים 7.26.6 (ג) ו-7.9 להלן.

²⁷⁶ לעניין ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר, ראו סעיפים 7.3.2 (ג) ו-7.23.4 (א) לעיל, וכן לעניין ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לויתן, ראו סעיף 7.4.2 (יד) לעיל.

²⁷⁷ יצוין, כי הנחיות לעניין סעיף 76 הוחלו גם על העברה של זכות נפט או טובת הנאה בין כל מי שיש לו במישרין חלק בזכות נפט במסגרת קבוצה מכוח ההסכם ביניהם, וכן יחולו על העברה או הקצאה של אמצעי שליטה המקנים טובת הנאה בעניין זכות נפט או שליטה בתאגיד או בקבוצה שבידיה זכות נפט או טובת הנאה בעניין זכות נפט.

"שליטה בקבוצה" – היכולת, בין לבד ובין יחד עם אחרים הפועלים בשיתוף פעולה דרך קבע, לכוון את פעילותה של הקבוצה, למעט יכולת של יחיד הנובעת רק ממילוי תפקיד בקבוצה או ממילוי תפקיד של דירקטור או נושא משרה אחר באחד מחבריה ולמעט יכולת הנובעת רק ממילוי תפקיד של מפעיל; בלי לגרוע מכלליות האמור, חזקה שאדם שולט בקבוצה (1) אם החלק שהוא מחזיק בזכות הנפט שבידי הקבוצה הוא מחצית או יותר; (2) אם הוא מחזיק מחצית או יותר מאמצעי השליטה בקבוצה; (3) אם בידו היכולת לקבל בעבור הקבוצה החלטות הנוגעות לפעולות בעניין זכות הנפט והפעילות לביצועה, או למנוע קבלת החלטות כאמור בקבוצה.

"שליטה בתאגיד" – היכולת, בין לבד ובין יחד עם אחרים הפועלים בשיתוף פעולה דרך קבע, לכוון את פעילותו של התאגיד, למעט יכולת הנובעת רק ממילוי תפקיד של דירקטור או נושא משרה אחר בתאגיד; בלי לגרוע מכלליות האמור, חזקה שאדם שולט בתאגיד (1) אם הוא מחזיק מחצית או יותר מסוג מסוים של אמצעי השליטה בתאגיד; (2) אם בידו היכולת לקבל בעבור התאגיד החלטות הנוגעות להפעלת זכות הנפט, או למנוע קבלת החלטות כאמור בתאגיד, מכוח תקנון התאגיד או מכוח הסכם. בתאגיד שהוא שותפות מוגבלת – כל אחת מן הזכויות האמורות בתאגיד שהוא השותף הכללי.

1. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברה של רשיון ושל טובת הנאה ברשיון בטרם אישר הממונה על ענייני הנפט כי קיימת תגלית (כמשמעה בחוק הנפט), אם מתקיימים כל התנאים הבאים:

א. הבקשה הוגשה לאחר שחלפה שנה לפחות מיום מתן הרשיון ובמועד הגשת הבקשה המעביר היה בעל הזכות הנעברת במשך שנה לפחות;

ב. הניסיון בחיפוש ובפיתוח של בעל הרשיון לאחר ההעברה עומד בדרישות חוק הנפט והוראות הממונה על ענייני הנפט.

ג. אם המעביר הוא מפעיל, ובעקבות ההעברה הוא יחדל מתפקידו, הנעבר ימלא אחר כל התנאים הנדרשים ממפעיל בהתאם לחוק הנפט ולהוראות הממונה על ענייני הנפט.

ד. היכולת הפיננסית של בעל הרשיון לאחר ההעברה עומדת בדרישות לפי חוק הנפט והוראות הממונה על ענייני הנפט.

ה. אם המעביר נתן התחייבות כספית להוכחת יכולת כלכלית גם בעבור יתר השותפים המחזיקים במישרין בזכויות נכס הנפט, השותפים כאמור יוכיחו יכולת פיננסית כאמור בסעיף קטן ד. לעיל.

- ו. הזמן שנותר עד לפקיעת הרשיון במועד הגשת הבקשה עולה על שלושה חודשים, ובכל מקרה תוקפו של הרשיון טרם הגשת הבקשה לא יעלה על שש וחצי שנים.
- ז. אם הרשיון וההיתר המוקדם שקדם לו ניתנו ללא תשלום למדינה, והתמורה עולה על כפל הוצאות המעביר ברכישת הזכויות המועברות ובמימון החלק היחסי לפי שיעור הזכויות המועברות של ההוצאות בביצוע הפעולות המנויות בהנחיות, כשהן צמודות לשער היציג של הדולר, ההפרש בין ההוצאות והמימון כאמור ישמש להמשך ביצוע הפעולות לפי הרשיון.
2. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברה של חזקה או טובת הנאה בחזקה לאחר שהחלה הפקת נפט משטח החזקה, ובלבד שיתקיימו התנאים המפורטים בסעיפים קטנים 1.1-ג.1 ו-1.1 ד. לעיל.
3. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברה של היתר מוקדם שניתנה לגביו זכות קדימה למי שהשליטה בו היא בידי מי ששולט בבעל ההיתר המוקדם ובלבד שיתקיימו התנאים המפורטים בסעיפים קטנים 1.1-ג.1 ה. ו-1.1 ז. לעיל.
4. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברת זכויות נפט כאמור בסעיפים קטנים 1 ו-2 לעיל, אף שלא מתקיימים כל התנאים המפורטים לעיל, כשמדובר בהעברת זכויות בהיקף זניח (לא יותר מ-5% בזכות) או בהתקיים טעמים מיוחדים ונסיבות נוספות כמפורט בהנחיות.
5. הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של תמלוגים חוזיים (כמשמעם בהנחיות אלה) אשר ערכם עולה על 5% מערך הנפט שיופק וינוצל במסגרת הזכות. במקרים חריגים יהיה הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברת תמלוגים בערך העולה על 5% מערך הנפט שיופק וינוצל במסגרת הזכות ובלבד שלא תעלה על 10% מערך הנפט האמור. יצוין, כי הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של תמלוגים חוזיים הנעשית כחלק מהליך העברה של רשיון או טובת הנאה בטרם אישר הממונה על ענייני הנפט שהיתה תגלית (כמשמעה בחוק הנפט).
6. הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של זכות נפט או של טובת הנאה בעניין זכות נפט, אם לדעתו מתקיים אחד מאלה:
 - א. ההעברה עלולה לעכב או לפגוע בביצוע חובות בעל זכות הנפט לחיפוש או הפקה של נפט לפי הרשיון או החזקה או לפי חוק הנפט, לפי העניין.
 - ב. ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתחרות בתחום החיפושים וההפקה.

ג. ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתשלום התמלוגים המגיעים לאוצר המדינה לפי חוק הנפט והדין.

ד. הנעבר או בעל השליטה בו הפר הוראות לפי חוק הנפט, או הוראות ודרישות שנתן הממונה על ענייני הנפט מכוחו, בקשר לזכות נפט אחרת שיש או שהיתה לו או טובת הנאה בקשר אליה, או את תנאיה של זכות נפט כאמור, או פעל בעניין זכות נפט כאמור בחוסר יעילות או בחוסר אחריות, ובשל כך אין הוא ראוי להיות בעל זכות נפט או בעל חלק מזכות נפט או בעל טובת הנאה בעניין זכות נפט, לפי העניין.

ה. המעביר או הנעבר טרם שילמו סכום שהם חייבים לשלם לאוצר המדינה בקשר לזכות נפט שיש או שהיתה להם.

7. בנוסף, הממונה על ענייני הנפט, רשאי שלא לאשר העברה, אף שמתקיימים כל התנאים למתן האישור המפורטים בהנחיות אלה, אם שוכנע כי טעמים של בטחון הציבור, של בטחון המדינה, של יחסי חוץ או של קשרי מסחר בינלאומיים מצדיקים זאת, ובכלל זה במקרה שהנעבר הוא תאגיד שמדינת חוץ שולטת בו או שקיימות נסיבות מיוחדות אחרות אשר בשלהן ההעברה אינה לטובת הציבור או משק האנרגיה בישראל.

8. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר שעבוד של זכות נפט או טובת הנאה בזכות נפט טרם החלה הפקה מסחרית, אם השעבוד נועד לשמש בטוחה לקבלת הלוואה למימון פעולות שעל בעל זכות הנפט לבצע, או להבטחת קבלת תמלוגים חוזיים או מטעמים מיוחדים שהממונה על ענייני הנפט ראה לנכון לאשרם. כמו כן, נקבעו תנאים דומים לאישור שעבוד של זכויות נפט לאחר שהחלה הפקה מסחרית.

9. רשות לשעבוד אינה מהווה רשות להעביר את הזכות המשועבדת, ואם יתקיימו התנאים למימוש השעבוד, לא יועברו הרשיון או החזקה או כל חלק בהם או טובת הנאה בעניין הרשיון או החזקה, לפי העניין, לבעל השעבוד או לכל גורם אחר, אלא אם הממונה על ענייני הנפט ירשה את ההעברה לנעבר מראש ובכתב, בהתאם להנחיות; מינוי כונס נכסים על הזכות המשועבדת לא יהיה כפוף לכללים החלים על העברתה, ובלבד שהממונה על ענייני הנפט הסכים מראש ובכתב לזהות כונס הנכסים ולסמכויות שיינתנו לו.

ביום 31.1.2016 הגישה נובל ערעור לשר האנרגיה, בעקבות פרסום ההנחיות כאמור. נטען כי ההנחיות כאמור יוצרות אי-בהירות באשר לתנאי העברת זכויות נפט והיקפן חורג מגדר התחום המוכר בדין הישראלי להנחיות מינהליות ואין להותירן על כנן. עוד נטען, כי הן אינן עולות בקנה אחד עם הפרקטיקה הנהוגה בסוגיה זו בעולם. ביום 4.6.2017 הגישה נובל מכתב לשר האנרגיה המליץ על כך שטרם התקבלה החלטה בערעור שהוגש, מתייחס לנזקים הנגרמים לנובל בשל אי-

הבהירות בהנחיות, ומבקש בשנית, בהתאם לערעור, ביטולן של ההנחיות או למצער תיקונן. טרם התקבלה החלטה בערעור.

(ג) בקשות לאישור ייצוא

ביום 31.12.2015 פרסם הממונה על ענייני הנפט הנחיות בעניין הגשת בקשות לקבלת אישור לייצוא גז טבעי, הקובעות בין היתר את המועד והאופן להגשת בקשה לקבלת אישור לייצוא גז טבעי משטח החזקה, הפרטים שיכללו בבקשה כאמור והמסמכים שיצורפו אליה, וכן הבהרות בקשר לאישור ייצוא כאמור. יודגש, כי אישור ייצוא יינתן בהתאם לתנאים שפורטו במתווה הגז, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)2 לעיל, ובכפוף לכל דין.

יצוין כי, נכון למועד פרסום הדוח, התקבלו אישורי ייצוא להסכמי ייצוא שנחתמו על ידי השותפות, כמפורט בסעיפים 7.11.5(א)1 ו-7.11.5(ב)1 לעיל. בכוונת השותפות, ביחד עם יתר שותפי תמר ולוויתן, להגיש בקשות לקבלת אישורים לייצוא גז טבעי מפרויקטי תמר ולוויתן לדולפינוס. לפרטים ראו סעיפים 7.11.5(א)2 ו-7.11.5(ב)2.

7.23.5 מגבלות רגולטוריות נוספות

(א) ועדת צמח

בחודש אוקטובר 2011 הוקמה ועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי בראשות מר שאול צמח, מנכ"ל משרד האנרגיה דאז (להלן בסעיף זה: "**הועדה**"). ביום 12.9.2012 פרסמה הועדה דוח סופי. ביום 23.6.2013 אימצה ממשלת ישראל את עיקרי המלצות הועדה בשינויים מסוימים (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח**"). ביום 17.12.2015 נכנס לתוקפו מתווה הגז, המתואר בסעיף 7.23.1 לעיל, אשר בו נעשו מספר הבהרות ותיקונים להחלטת הממשלה כאמור. להלן עיקרי החלטת הממשלה (כפי שתוקנה במתווה הגז) העשויים להשפיע על פעילות השותפות:

1. היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יהיה בהיקף של 540 BCM (להלן: "**הכמות המינימאלית למשק המקומי**"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של כ-29 שנים החל ממועד החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח.
2. חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי של כל מאגר תיקבע על פי גודלו כמפורט להלן:

<u>שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר</u>	<u>כמות הגז הטבעי במאגר</u>
50%	מעל 200 BCM (כולל)
40%	עולה או שווה ל-100 BCM אך נמוך מ-200 BCM
25%	עולה או שווה ל-25 BCM אך נמוך מ-100 BCM
ייקבע על ידי	נמוך מ-25 BCM

שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר	כמות הגז הטבעי במאגר
הממונה על ענייני הנפט	

יצוין כי לעניין מאגרים משותפים לישראל ולמדינות נוספות יקבע הממונה על ענייני הנפט תנאים והסדרים ספציפיים.²⁷⁸ כמו כן, נקבע כי מתקני הייצוא יהיו ממוקמים בשטח הנתון לשליטת ישראל הנמצא באזור הכלכלי הבלעדי שלו, אלא אם כן נקבע אחרת בהסכם דו-צדדי בין ישראל למדינה אחרת.

3. ייצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מאת הממונה על ענייני הנפט²⁷⁹, וכי כמות הגז הניתנת לייצוא תהא בהתאם לחלקן היחסי של הכמויות המותרות לייצוא במאגרים באותה עת בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי, כאמור.

4. בעל חזקה במאגר מפותח יהיה רשאי להחליף את מכסת הייצוא מטעמו כנגד חובת אספקה למשק המקומי בהתאם לגודלו ובשיעורים שנקבעו, ובכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על ההגבלים, לאחר ששקלו את כלל השיקולים הרלוונטיים.

5. על אף האמור לעיל, מאגר שפותח לפני החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח (קרי: פרויקט ים תטיס ותמר), יהיה רשאי לייצא 50% מהכמות שבעלי החזקה טרם התחייבו לגביה למשק המקומי נכון למועד החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח ולא יותר מכך, וזאת באופן מיידי ובלבד שניתן אישור ייצוא. יובהר, כי במקרה ובו מימש צרכן את אופציית הפחתת הכמויות הנתונה לו בהתאם להסכם שנחתם עם בעלי החזקה טרם המועד האמור, יראו בכמות הגז הטבעי לגביה מומשה אופציית הפחתת הכמויות כחלק מכמות הגז הטבעי לגביה בעלי החזקה טרם התחייבו למשק המקומי.

6. חובה על כל בעל חזקה לחבר כל מאגר גז טבעי בשטח החזקה למשק המקומי, בעיתוי ובהיקף שייקבעו, במסגרת שטר החזקה, ובהתאם לתנאים שייקבעו.

7. תכנון, הקצאה ובנייה של תשתיות יבשתיות וימיות להולכה ולטיפול בגז טבעי למשק המקומי יתבצעו במעורבות ממשלתית, ככל שתידרש.

²⁷⁸ יצוין, כי מכסת הייצוא המותרת ממאגרי כריש ותנין בהיקף של BCM 47 הוחלפה, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לוותן, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בכריש ובתנין. לפרטים ראו סעיף 7.23.1(ב) ב.לדוח.

²⁷⁹ לפרטים אודות הנחיות הממונה על ענייני הנפט בעניין הגשת בקשות לקבלת אישור לייצוא גז טבעי, ראו סעיף 7.23.4(ג) להלן.

8. שר האנרגיה יבחן בהתייעצות עם ראש הממשלה, שר האוצר ושר הכלכלה, את הצורך לקבוע כללים לגבי מכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרים לייצוא²⁸⁰.
9. הוצע להטיל על שר האוצר להגיש תיקוני חקיקה, בתוך 120 ימים ממועד החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח, על מנת להבטיח את קבלת מלוא החלק של הציבור במשאב הגז הטבעי במקרה של ייצוא.
10. ממשלת ישראל תפעל ליצירת יתירות במערכות אספקת הגז הטבעי למשק המקומי ובהתאם לכך מנחה את שר האנרגיה לבחון, את הצורך בחלופות השונות ליצירת היתירות כאמור, ובכלל זה את האפשרות לעשות שימוש והתאמה של תשתיות קיימות, וכן את האפשרות להקים צינור נוסף מאסדת מרי B למערכת ההולכה הארצית באזור אשקלון, כולל מיתקן טיפול.
11. כמו כן, נקבע כי כאשר עברו חמש שנים מיום אישור המלצות הוועדה בממשלה, תבצע הממשלה הערכת מצב, לאור היצע הגז הטבעי והביקוש הצפוי לגז הטבעי ל- 25 שנים, מאותה נקודת זמן, באשר לצורך בעדכון מכסת הייצוא הכוללת. אישור ייצוא לכל שדה יהיה בהתאם לחובת האספקה למשק המקומי כמפורט בהחלטת הממשלה בעניין ועדת צמח.
12. יצוין כי, ביום 21.1.2018 הודיע משרד האנרגיה על הקמת צוות לבחינה תקופתית של המלצות הוועדה. הצוות יבחן את ההתפתחויות שחלו מאז קבלת החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח בתחומי הביקוש לגז טבעי ויערוך בחינה מחודשת בנושאי הביקושים לגז טבעי, היצע הגז הטבעי, המדיניות, הפקת הלקחים ועוד. בראש הצוות יעמוד מנכ"ל משרד האנרגיה ויהיו חברים בו נציגי המועצה הלאומית לכלכלה, אגף התקציבים באוצר, המשרד להגנת הסביבה, הרשות להגבלים עסקיים, היועץ המשפטי לממשלה, רשות הגז הטבעי, משרד החוץ והמועצה לביטחון לאומי. על-פי האמור בהודעת משרד האנרגיה הצוות מתעתד לסיים את עבודתו עד לחודש יוני 2018.
- משרד האנרגיה ביצע בחינה עצמאית של אומדן העתודות והמשאבים המותנים במאגר תמר ובמאגר לויתן, באמצעות יועצים חיצוניים, בין השאר לצורך חישוב מכסות הייצוא מהמאגרים כאמור וזאת בהתאם להחלטת הממשלה, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג) לעיל. למיטב ידיעת השותפות, לא קיים שוני בנתונים בין אומדן משרד האנרגיה כאמור לבין הערכת המשאבים המובאת בסעיפים 7.3.9 ו-7.4.10 לעיל. לפרטים ראו הסעיפים האמורים וכן, למיטב ידיעת השותפות לא קיים שוני מהותי בין אומדן

²⁸⁰ אולם, לא ייחשבו לייצוא כמויות גז טבעי שישמשו את המפעל אשר יוקם בעקבות המכרז להקמת מפעל לייצור אמוניה במישור רותם.

משרד האנרגיה לבין הערכת המשאבים המובאת בסעיף 7.4.9 לעיל. נכון למועד הדוח ולמיטב ידיעת השותפות, בכוונת משרד האנרגיה לערוך בחינה מחודשת של האומדן כאמור. יצוין כי, נתוני קידוח לווייתן-5 הועברו למשרד האנרגיה על מנת שישמשו אותו בבואו לבחון את הערכותיו בנוגע לכמות המשאבים במאגר לווייתן לצורך חישוב אישורי ייצוא, ככל שיידרש. יצוין, כי הערכות המשאבים של הגז הטבעי במאגר תמר ובמאגר לווייתן המובאות בדוח הינן על-פי דוחות משאבים שקיבלה השותפות מיועץ בלתי תלוי ואשר הוכנו בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS).

(ב) פיקוח על מחירי הגז הטבעי

ביום 25.5.2011 פנה משרד האנרגיה לוועדת המחירים המשותפת במשרד האוצר ובמשרד האנרגיה (להלן: "**ועדת המחירים**") על מנת שזו תבחן את הצורך בהטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי הנמכר בישראל.

בהמשך להמלצת ועדת המחירים, ביום 24.4.2013 פורסם צו פיקוח על מחירי מצרכים ושירותים (החלת החוק על גז טבעי וקביעת רמת פיקוח), התשע"ג-2013, המטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירים. חובת הדיווח כאמור חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט. בהתאם למידע שיתקבל ייבחן הצורך בפיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר. בהתאם למתווה הגז, כל עוד יעמדו השותפות, אבנר ונובל בכל תנאי מתווה הגז, יש להותיר על כנה חובת דיווח זו. חובת הדיווח כאמור חלה על השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס ובפרויקט תמר, וכן חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט.

לפרטים בדבר השפעת הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר, ראו סעיף 7.29.15 להלן.

(ג) הסדרת השימוש בקיבולת צינור הגז מפלטפורמת ההפקה של פרויקט תמר ועד ליציאת הגז הטבעי מתחנת הקבלה באשדוד (להלן: "**הסדרת הקצאת הקיבולת בצינור**")

ביום 9.12.2012 פרסמה רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "**הרשות**") החלטה בענין הסדרת הקצאת הקיבולת בצינור, לרבות בקשר לשמירת קיבולת גז לצרכנים ולמשווקים ברשת החלוקה, ובקשר להסדרת סוגיית המחסור בקיבולת האספקה של פרויקט תמר. יצוין, כי לעמדת הרשות, שותפי תמר לא יסרבו לחתום על חוזים למכירה או לשיווק של גז טבעי, עם צרכנים המבקשים להתקשר עימם, רק בשל העובדה שמשמעות ההתקשרות היא שסך כל כמות הגז הטבעי השעתית האמורה לעבור בצינור הגז חורגת מהקיבולת המקסימאלית שנאמדה נכון לאותו מועד ב-40,000 MMBTU בשעה. להערכת השותפות, נכון למועד פרסום הדוח, הנפגעים העיקריים מהחלטה כאמור עשויים להיות צרכני הגז הטבעי ממאגר תמר להם הסכמים מחייבים הכוללים הבטחת קיבולת, להבדיל מצרכני גז טבעי על בסיס יכולת (Interruptible).

(ד) החלטת מועצת רשות הגז הטבעי בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית

ביום 7.9.2014 פירסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטתה בעניין מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית. ההחלטה קובעת את תעריפי ההולכה שיחולו על העברת גז טבעי ישראלי דרך מערכת ההולכה הארצית למדינות שכנות או לרשות הפלשתינית וכן את מימון הקמת מקטעי מערכת ההולכה המיועדים לייצוא גז טבעי כאמור. ההחלטה קובעת את העקרונות הבאים:

1. היצואן (הגורם המוכר או משווק את הגז הטבעי ליצוא) יחתום עם בעל רשיון ההולכה על הסכם הולכה שיאושר מראש ובכתב על ידי מנהל רשות הגז הטבעי. היצואן ישלם לבעל רשיון ההולכה את תעריף ההולכה שיהיה תעריף ההולכה הרגיל החל על הצרכנים הישראליים כפי שיהיה מעת לעת.
2. היצואן יישא במלוא עלויות ההקמה של מקטע של מערכת ההולכה המיועד לייצוא בלבד (להלן: "**המקטע המיועד לייצוא**") וכן בעלויות ההקמה של קו הולכה נוסף בצמוד למקטע קיים (להלן: "**מקטע מוכפל**"), בתוספת דמי ניהול בשיעור של 2%.
3. כל עוד הסכם ההולכה בין היצואן לבעל רשיון ההולכה בתוקף ויצטרף צרכן נוסף בעתיד למקטע המיועד לייצוא, יקבע מנהל רשות הגז הטבעי מהי העלות המשווית לצרכן הנוסף מכלל עלות הקמת המקטע המיועד לייצוא, וזאת בהתאם ליחס הקיבולת של הצרכן הנוסף מכלל הקיבולת שניתן להעביר במקטע המיועד לייצוא. היצואן יזוכה בסכום אותה עלות שתשויך לצרכן הנוסף.
4. במידה ומקטע מסוים במערכת ההולכה המוביל למקטע המיועד לייצוא עתיד לשרת גם צרכנים ישראליים, אולם המקטע המוביל למקטע המיועד לייצוא לא היה מוכפל במועד שבו הוא הוקם אלמלא ייצוא הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה, ישלם היצואן (בנוסף להקמת עלות המקטע המיועד ליצוא כאמור לעיל) את החלק היחסי לגבי הכפלת המקטע המיועד ליצוא. המועצה תקבע את חלוקת העלות בין היצואן לבין בעל רשיון ההולכה.
5. במקרה ולדעת מנהל רשות הגז הטבעי קיימת קיבולת מספקת במערכת ההולכה בעת חתימת ההסכם בין בעל רשיון ההולכה לבין היצואן ואולם יש סבירות כי במהלך עשר השנים שלאחר מועד תחילת הזרמת הגז הטבעי לראשונה, יהיה מחסור בקיבולת לצרכני מערכת ההולכה הישראלים במקטע המוביל למקטע המיועד לייצוא, אזי במועד החתימה על הסכם ההולכה יבחר היצואן באחת מהחלופות הבאות: (1) לשלם לבעל רשיון ההולכה 50% מתקציב הכפלתו העתידי של המקטע הרלוונטי של מערכת ההולכה, וסכום זה לא יוחזר ליצואן

גם אם בסופו של דבר לא יוכפל המקטע כאמור; (2) לא לשלם סכום זה ובמקרה של הכפלת המקטע כאמור יחולו הוראות סעיף קטן (4) לעיל.

6. מנהל רשות הגז הטבעי יקבע לגבי כל מקרה מהיכן במערכת ההולכה מחשבים את תחילת המקטע המוביל למקטע המיועד לייצוא, ונקודה זו תצוין במפורש בהסכם ההולכה.

7. למרות שעלות ההקמה מושתת (במלואה או בחלקה) על היצואן, המקטע לא יהיה בבעלות היצואן ולא תהיה לו שום זיקה מכל סוג שהיא במקטע זה.

8. החלטה זו לא תחול על הסכמי הולכה ליצוא שייחתמו עם בעל רשיון ההולכה עד ליום 2.11.2014 (לרבות הסכם ההולכה שנחתם בקשר עם הסכם מיום 19.2.2014 ליצוא גז מפרויקט תמר לצרכנים בירדן (כמפורט בסעיף 7.11.5(א)1 לעיל).

9. יצוין כי במסגרת הסכמי הייצוא ומכתבי הכוונות הלא מחייבים עליהם חתמה השותפות עד כה, הוסכם כי עלויות מערכת ההולכה הארצית יושתו על לקוחות הגז לייצוא, בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכמי הייצוא ומכתבי הכוונות הלא מחייבים כאמור.

(ה) החלטת ממשלה בדבר הפחתת התלות הישראלית בנפט לתחבורה

בהמשך להחלטת ממשלה מס' 2790 מיום 30.1.2011 בדבר הפעלת תכנית לאומית לפיתוח תחליפי נפט בתחבורה (להלן: "**התוכנית הלאומית לתחליפי נפט**"), פורסמה ביום 13.1.2013 החלטת ממשלה מס' 5327 בענין קידום מעבר התחבורה בישראל בשנים 2013-2025 למקורות אנרגיה חליפיים לנפט, וזאת כדי לאפשר את היתכנות ההפחתה של משקל הנפט כמקור אנרגיה בישראל בשיעור של כ-30% בשנת 2020 ושל כ-60% בשנת 2025, בהתאם לתחזיות הצריכה וככל שהמעבר כדאי כלכלית. ההחלטה כאמור מתמקדת בהטמעת טכנולוגיות המקטינות את השימוש הישראלי בנפט בתחבורה, ומתמקדת הן בבניית רגולציה שתאפשר את הטמעתם של מקורות אנרגיה חליפיים, שאינם מבוססי נפט, במשק המקומי, כגון: גז טבעי דחוס (CNG), גז טבעי שהומר לדלק (GTL) ותערובות בנזין ומתנול, והן ביצירת תהליכים לבחינת מדיניות עתידית עבור דלקים חדשים.

החלטה כאמור עשויה להגדיל את היקף השוק הפוטנציאלי לגז טבעי במשק הישראלי.

(ו) הצעת חוק האזורים הימיים

ביום 6.11.2017 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק ממשלתית, הצעת חוק האזורים הימיים, התשע"ח-2017. החוק המוצע מבקש לקבוע את המסגרת המשפטית החולשת על שטחי הים (לרבות שטחי ים שמעבר לגבולות

המדינה), את הזכויות שיש למדינת ישראל בשטחים אלה וכן את גבולות הסמכויות שהיא רשאית להפעיל ביחס לפעילויות המבוצעות בהם.

ביום 13.11.2017 הכנסת אישרה בקריאה ראשונה את הצעת חוק האזורים הימיים וכעת ההצעה ממתינה לדיון בוועדת הכלכלה לקראת הכנתה לקריאה שניה ושלישית. לחוק המוצע ככל שיאושר במליאה בקריאה שניה ושלישית, עשויה להיות השפעה על פעילות השותפות והעלויות שלה, אשר נכון למועד פרסום הדוח לא ניתן לאמוד את היקפה. בהקשר זה, יצוין, כי בחודש ינואר 2013 ניתנה חוות דעת של המשנה ליועץ המשפטי לממשלה (כלכלי-פיסקלי), אשר קבעה כי, בהתאם לדין הישראלי ובהתחשב בהוראות המשפט הבינלאומי, ניתן להחיל בשטחי הים שמעבר לגבולות המדינה הן את הדינים העוסקים ברגולציה של תחום הנפט והגז הטבעי בישראל, הן את דיני הגנת הסביבה של מדינת ישראל והן את הדינים הפיסקליים של מדינת ישראל. חוות הדעת האמורה לא שללה תחולה של דינים נוספים.

(ז) החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם

ביום 29.12.2015 שר האנרגיה הנחה את חברת החשמל כי בשנת 2016 יופחת השימוש בפחם לייצור חשמל בשיעור של 15% ביחס לשנת 2015. החל משנת 2017 חלה הפחתה של 5% נוספים ובסך הכל הפחתה של 20% ביחס לשימוש שנעשה בשנת 2015.

ביום 24.8.2016 הודיע שר האנרגיה על החלטתו להשבית ארבע יחידות ייצור פחמיות של חברת החשמל עם חיבורם של שלושה מאגרי גז לחוף, והקמתן של תחנות כוח חדשות המופעלות בגז טבעי תוך עד שש שנים. בהמשך לכך, ביום 30.9.2016 התקבלו בחברת החשמל היתרי פליטה לפי חוק אוויר נקי, התשס"ח – 2008, ביחס לאתרי תחנות הכוח הפחמיות שלה, במסגרתם נקבע, בין היתר, חובת המשך התקנת אמצעי הפחתת פליטות, וכן הפסקת פעילותן של יחידות 1-4 בתחנת הכוח הפחמית באתר "אורות רבין", זאת לא יאוחר מיום 1.6.2022.²⁸¹ ביום 28.5.2017 התפרסמה באתר משרד האנרגיה הודעה על החלטתו של שר האנרגיה לפיה המגזר הפרטי יקים את תחנות הכוח שתופעלנה בגז טבעי במקומן של יחידות 1-4 הפחמיות ב"אורות רבין" וזאת בין היתר בכדי להבטיח עמידה בלוחות הזמנים שקבע להפסקת השימוש בפחם ביחידות אלה. בנוסף, הורה שר האנרגיה לרשות החשמל לבחון עד תחילת שנת 2018 את הדרכים להקמת תחנות כוח נוספות בהיקף של 700 מגה וואט, בהתאם להתפתחויות במשק החשמל. למיטב ידיעת השותפות, ביום 27.12.2017 הגיע הצוות הממשלתי בראשות משרד האוצר והאנרגיה להסכמות עקרוניות עם חברת החשמל וההסתדרות על מתווה הרפורמה בחברת החשמל, לפיו, בין היתר, יוצא בהדרגה חלק ממקטע הייצור מחברת החשמל ליצרני חשמל פרטיים. מקטע הייצור האמור כולל,

²⁸¹ בהתאם לדיווח מיידי של חברת החשמל לישראל בע"מ מיום 5.10.2016.

בין היתר, מספר שינויים: חברת החשמל תמכור לידיים פרטיות בהדרגה ובמהלך השנים חמישה אתרים ישנים (אשכול, רמת חובב, רידינג, אלון תבור ושתי יחידות בחגית) בהספק כולל של כ- 4,000 מגה-וואט המהווים כמחצית מיכולת הייצור שלה; כמו כן, התחנות שיישאו בידי חברת החשמל יחולקו לשתי חברות בנות ממשלתיות, אחת של אלו המשתמשות בפחם אורות רבין בחדרה ורוטנברג באשקלון- והשנייה של תחנות הגז. זאת מתוך כוונה למכור את החברות בעתיד. כן נקבע במסגרת ההסכמות לעיל, כי חברת החשמל תקים את יחידות הייצור החדשות שיבואו במקום יחידות 1-4 בתחנת "אורות רבין" וזאת חלף ההחלטה הקודמת שהוזכרה לעיל. יצויין כי, כניסתן לתוקף של הסכמות אלו כרוכה בהחלטת ממשלה והליך חקיקה בכנסת, ככל שיידרש. לפרטים אודות ההוראות הרלוונטיות בהסכם אספקת גז בין שותפי תמר לחברת חשמל לעניין מתווה הרפורמה המתואר לעיל ראו סעיף 7.11.4(א)4 לעיל.

ביום 12.11.2017 החליט שר האנרגיה, בהתאם לסמכותו לפי סעיפים 21א ו-57א לחוק משק החשמל, התשנ"ו-1996, על עקרונות מדיניות בנושא הפעלה מזערית של יחידות ייצור פחמיות, לפיהם תינתן בכל זמן עדיפות לייצור חשמל בגז טבעי על פני ייצור חשמל בפחם, תוך הפעלת היחידות הפחמיות בעומס מינימאלי המאפשר גמישות ואמינות אספקה למשק. המדיניות כאמור, אשר משמשת את מנהל המערכת גם כיום, תמשיך להיות מיושמת גם לאחר הפסקת הפעלתן של היחידות הפחמיות כאמור, באופן שיצמצם את סך ייצור החשמל בפחם, ובכפוף ליתירות בתשתיות גז טבעי באמצעות חיבור שלושה מאגרי גז טבעי שכל אחד מהם מחובר למערכת ההולכה הארצית בתשתית נפרדת.

ביום 3.1.2018 הודיע שר האנרגיה כי החליט להורות לחברת החשמל להפחית את השימוש בפחם לייצור חשמל בשיעור של 30% ביחס לשנת 2015. לפי הודעת משרד האנרגיה ומשרד הגנת הסביבה, החלטה זו תוביל להפחתה ניכרת בזיהום אוויר מתחנות הכוח הפחמיות וצפויה להגדיל את הביקושים לגז טבעי במשק. על-פי האמור בהודעת המשרדים, צעדים אלו, אשר אושרו על ידי שר האנרגיה, וכן תחנות כוח לפי חוק אוויר נקי, התשס"ח-2008 יביאו לכך שבסוף שנת 2018 למעלה מ-70% מייצור החשמל במשק יתבסס על גז טבעי ואנרגיות מתחדשות.

(ח) צו הבלו על הדלק (הטלת בלו) (תיקון והוראת שעה), התשע"ח – 2018; צו הבלו על דלק (פטור והישבון) (תיקון מס והוראת שעה), התשע"ח – 2018 (מיסוי ירוק); צו תעריף המכסים והפטורים ומס קנייה על טובין (תיקון מס' 8), התשע"ח – 2018 (פחם) (להלן יחד: "הצווים")

ביום 14.3.2018 אישרה ועדת הכספים של הכנסת ולאחריה מליאת הכנסת את הצווים, בהם נקבע, בין היתר, כי החל מיום 15.3.2019 יעלה מס הבלו על פחם בכ- 125%, וזאת נוכח מדיניות הממשלה לגלם עלויות חיצוניות של דלקים ולעודד הרחבת שימושים בגז טבעי.

בנוסף הוחלט כי, החל מיום 1.1.2024 יעלה באופן הדרגתי מס הבלו על גז טבעי דחוס (CNG) וזאת בכפוף לקיומן של לא פחות מ-25 תחנות תדלוק בגז טבעי דחוס שיקבלו את כל האישורים הנדרשים לפעילות. כן נקבע כי החל מיום 1.5.2018 יבוטל באופן הדרגתי הישבון הבלו על הסולר, המשמש בעיקר לצרכי תחבורה.

להערכת השותפות, הצוים הללו יובילו להפחתת השימוש בפחם לייצור חשמל באופן מהותי ולהפחתת השימוש בסולר לצרכי תחבורה, ובהתאם, להגדלת הביקושים לגז טבעי במשק, מעבר לגידול הטבעי בביקושים לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי.

(ט) הנחיות סביבתיות לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי בים

בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים הנחיות שנועדו להסדיר את ההיבטים הסביבתיים של פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלו נועדו להורות לבעלי זכויות הנפט בים, מהם הפעולות והמסמכים שעליהם להכין במסגרתם פעילותם בשטחי זכויותיהם וזאת על מנת למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלה מהוות חלק בלתי נפרד מזכות הנפט, ומתוכנית העבודה בה, וסטייה מהן עלולה להביא לביטול הזכות. על כן, מונה משרד האנרגיה, בין היתר, את ההנחיות הבאות:

1. הנחיות סביבתיות לביצוע סקר סיסמי (מחקר גיאולוגי וגיאופיזי):

לאור עוצמת הרעש הנוצרת כתוצאה מביצוע סקר סיסמי והשלכותיה, יש לדווח לממונה על עוצמת הרעש, המסלולים והמועדים המתוכננים של הסקר הסיסמי, וכן לקבל את אישור הממונה לביצועו. במקרים בהם הפעילות מתבצעת בשמורות או בסמיכות למתקני תשתיות, יש לתאם את הפעילות מול הרשויות או הגופים המוסמכים. בנוסף, יש להכין תכנית לביצוע הסקר, ולקבל את אישור הממונה כתנאי לביצועו.

2. הנחיות סביבתיות ברישיון: בשלב מתן הרישיון ניתנת הזכות לחפש

נפט באמצעות קידוחי חיפוש וקידוחי הערכה, בשטח הרישיון, במידה ומתגלים ממצאים, מבצעים בדיקות נוספות שמטרתן לבחון את כמות ואיכות הממצאים. כתנאי לקבלת אישור קדיחה, יגיש בעל הרישיון בקשה לאישור הממונה הכוללת את המסמכים הבאים: (1) מסמך סביבתי הכולל תוכנית ניטור רקע לסביבה הימית; (2) תכנית חירום מפעלית לטיפול בזיהום הים בשמן המאושרת על ידי היחידה הארצית להגנת הסביבה הימית; בנוסף, על בעל הרישיון לקבל את ההיתרים הבאים: היתר הזרמה לים והיתר רעלים.

3. הנחיות סביבתיות ברישיון לאחר תגלית ובחזקה: כתנאי לקבלת אישור לתוכנית הפיתוח ואישור ההפעלה, יגיש בעל החזקה לממונה את המסמכים הבאים: (1) מסמך סביבתי הכולל ניטור רקע לסביבה הימית, המתייחס לתוכנית הפיתוח וההפקה המתוכננים; (2) תוכנית חירום מפעלית לטיפול בתקריות זיהום הים בשמן. בנוסף, על בעל החזקה לקבל את ההיתרים הבאים: היתר הזרמה לים, היתר רעלים והיתר פליטה.

(י) תכנית מתאר ארצית ח/37 בענין קבלה וטיפול בגז טבעי

לשם יצירת התשתית התכנונית לחיבור מאגרי הגז הטבעי למערכת ההולכה הארצית והקמת המתקנים הדרושים לשם כך, אישרו המועצה הארצית לתכנון ולבנייה (להלן בסעיף זה: "**המועצה הארצית**") וממשלת ישראל את "תכנית מתאר ארצית חלקית ברמה מפורטת בענין קבלה וטיפול בגז הטבעי מתגליות ועד למערכת ההולכה הארצית (להלן בסעיף זה: "**התוכנית**") או "**תמ"א ח/37**".

התוכנית מייעדת שטחים (יבשתיים וימיים) להקמת המתקנים הדרושים בתהליך הפקתו והולכתו של גז טבעי הכוללים, בין היתר, תחנות קבלה וטיפול בגז טבעי, צנרת להולכת הגז וכיוצ"ב. תוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן במתכונת המפורטת בסעיף 7.4.2(י) לעיל, תואמת לתמ"א ח/37.

כנגד התוכנית הוגשו מספר עתירות לבג"ץ. ביום 22.12.2015 ניתן פסק דין בעתירות, אשר קבע כי התוכנית צלחה את מרבית המשוכות המשפטיות שהעותרים הציבו בדרכה, ועמדה, כמכלול במבחן הביקורת השיפוטית. עם זאת, בית המשפט קיבל שתי טענות נקודתיות אשר הועלו בעתירות הנ"ל, וקבע כי תינתן למועצה הארצית שהות של 18 חודשים לתקן את שני הפגמים הספציפיים שנמצאו בתכנית.

ביום 2.2.2016 החליטה המועצה הארצית לבצע התאמות ותוספות בתוכנית בהתאם לפסיקת בג"ץ כאמור, ובכפוף לאישור ממשלת ישראל. ביום 27.3.2016 אישרה ועדת שרים לענייני תכנון, מקרקעין ודיור (קבינט הדיור) את התיקונים שבוצעו בתוכנית על-ידי המועצה הארצית, בהתאם לפסיקת בג"ץ בעניין, וביום 14.4.2016 קיבל האישור תוקף של החלטת ממשלה. בנוסף, ביום 5.4.2016 אישרה המועצה הארצית את תמהיל הטיפול (בחתך ים-יבשה) (להלן: "**תמהיל הפיתוח**") המופיע בתכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, ואת מיקום מתקני הטיפול העיקריים, בהתאם להוראה שנקבעה לעניין זה בתמ"א ח/37. ביום 31.10.2016 הוגשה עתירה לבג"ץ ביחס להקמתו של מיכל אחסון חירום יבשתי של קונדנסט באתר חגית, בין היתר, בטענה שמיקומו של מיכל זה לא אושר כנדרש על-ידי המועצה הארצית במסגרת האישור שנתנה לתמהיל הפיתוח. בעקבות הגשת העתירה, ביום 6.12.2016, אישרה המועצה הארצית, למען הסר ספק, עדכון לתמהיל הפיתוח, באופן שמתקן אחסון הקונדנסט באתר חגית, במיקום שנקבע

בתמ"א 37/ח, ייכלל בתמהיל המאושר על-ידי המועצה הארצית. בעקבות זאת נמחקה העתירה.

ביום 3.4.2017 הוגשה עתירה חדשה נגד החלטת המועצה הארצית הני"ל מיום 6.12.2016. בדיון שנערך נטען, בין היתר, שאישור מיכל יבשתי לאגירת קונדנסט סותר את העדיפות שהוקנתה בתמ"א 37/ח להקמת מתקני טיפול בים, ואינו מתיישב עם תכנית הפיתוח של מאגרי כריש ותנין, שלפיה אגירת הקונדנסט תהיה במתקן ימי צף (FPSO) בסמוך לפי הבאר. בעקבות המלצת בית המשפט, קיימה המועצה הארצית ביום 6.12.2017 דיון נוסף ביחס למתקן חגית, ואף אישרה את הכללתו בתמהיל תכנית הפיתוח של מאגר לויתן. לאחר שמיעת טענות נוספות, דחה בג"ץ ביום 24.12.2017 את העתירה.

ביום 25.12.2017 הוגשה עתירה נוספת לבג"ץ כנגד תוכנית הפיתוח של מאגר לויתן, ובבסיסה טענה שגם את מתקני הטיפול של מאגר זה צריך היה להקים הרחק מהחוף, באזור המאגר עצמו. בג"ץ הפנה את העותרים לפסק הדין שנתן יום קודם לכן, אשר דחה את העתירה כנגד מתקן חגית. ביום 30.1.2018 ביקשה העותרת למחוק את העתירה. וביום 20.2.2018 ניתן פסק הדין המחוק את העתירה.

(יא) החלטת רשות החשמל – עקרונות להכרה בעלויות הגז ליצרנים פרטיים הפועלים בגז טבעי

1. ביום 12.9.2016 החליטה רשות החשמל על עקרונות להכרה בעלויות לספק שירות חיוני בגין הסכמים לרכישת גז טבעי, כדלקמן (להלן בסעיף זה: "**החלטת הרשות**"):

א. אופן חישוב המחיר המוכר בשקלים ל-MMBTU אחד, ליצרן החתום על הסכם גז בו מחיר הגז צמוד לרכיב הייצור.

ב. החלטת הרשות תחול על בעלי רישיונות המקיימים את שני התנאים המצטברים הבאים: (1) בעלי רישיונות אשר יחתמו על הסכם גז במחיר הצמוד לרכיב הייצור עד לא יאחר מיום 31.12.2018; (2) בעלי רישיונות אשר טרם קיבלו אישור תעריף ביום 16.8.2015 ואשר ישלימו סגירה פיננסית ויקבלו אישור תעריף עד לא יאחר מיום 31.12.2018.

ג. החלטת הרשות אינה גורעת מסמכות כל גוף ממשלתי ביחס להסכמי הגז ובפרט לא ביחס לסמכות הוועדה לפיקוח על מחירים. עוד הובהר בהחלטת הרשות כי ככל שיוטל פיקוח על מחירי הגז, המחיר המוכר על ידי רשות החשמל יהיה בהתאם למחיר המפוקח.

ד. נקבע כי ככל שתזוהה כוונה של יצרני החשמל לחתום על הסכמי גז במחיר שאינו צמוד לרכיב הייצור, תפעל רשות

החשמל למתן החלטה נפרדת בדבר עלות גז מוכרת ליצרני חשמל החתומים על הסכם גז עם מנגנון הצמדה אחר, בהתאם למתווה הגז.

בהחלטה זו קבעה רשות החשמל מנגנון המתמך את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמי מכירת ורכישת גז, לפיו מחיר הגז יהיה נמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז באמצעות הכרה במחיר גבוה יותר ממחיר הגז בפועל. החלטה זו גם מתמרצת את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמים עם ספקי גז חדשים (כלומר ספקי גז שאינם קשורים לשותפי תמר) ככל שמחיר הגז בהסכמים אלו נמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז.

2. בהחלטת רשות החשמל מיום 12.6.2017 נקבע כי רשות החשמל תכיר לחברת החשמל בעלויות הנובעות מהסכם חברת החשמל, לרבות עלויות הנובעות מהתחייבות הצריכה המינימאלית (Take or Pay), בכפוף לתנאים הבאים:

א. חברת החשמל תפעל באופן סביר למזעור עלויות ההסכם ולעמידה בהתחייבות לצריכה מינימאלית, תוך מיצוי כלל הכלים העומדים לרשותה, לרבות השקעת כל המאמצים להפחתת מחיר הגז בכל מועד שההסכם מאפשר זאת ולרבות מכירה משנית של הגז. ההחלטה האמורה קובעת כי מחיר הגז במכירה משנית ליצרני חשמל אחרים לא יעלה על עלות רכישת הגז מספק הגז.

ב. חברת החשמל לא תמכור גז טבעי במכירה משנית למי שאינו יצרן חשמל, אם קבע מנהל המערכת כי ביום המחרת נדרש שימוש בסולר או בגז נוזלי בתוכנית ההעמסה הכללית של משק החשמל, למעט מצב בו נעשה שימוש בסולר בתוכנית ההעמסה לצורכי בדיקה בלבד. תוקף סעיף זה יפקע במועד ההפעלה המסחרית של ספק גז נוסף במשק.

ג. חברת החשמל לא תזמין גז בכמות העולה על סך הכמויות הנדרשות לייצור חשמל בהתאם לתכנית העמסה פרטנית בניכוי האמור בסעיף 1 לעיל. החברה תשתמש בסולר ובגז נוזלי לפי הנחיות מנהל המערכת.

3. הכרה של רשות החשמל בעלויות הסכם חברת החשמל תבוצע בכפוף לבקרת עלויות שנתית שתיערך על ידי רשות החשמל ובשים לב לפעילות חברת החשמל למזעור עלויות ההסכם ועמידת חברת החשמל בתנאים המפורטים לעיל.

(יב) היתרים ורשיונות למתקני פרויקט ים תטיס, פרויקט תמר ופרויקט לווייתן

1. במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס היתרים ורשיונות מכוח חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי הדרושים לצורך הקמת והפעלת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה.

2. בנוסף, במסגרת תוכנית פיתוח פרויקט תמר, קיבלו שותפי תמר אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר שלפיו, שותפי תמר חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות בסכום של 100 מיליון ש"ח (במונחי 100%)²⁸².

כמו כן, ביום 29.8.2016 העניק שר האנרגיה לתמר צינור 10 אינץ' בע"מ (חברה בבעלות שותפי תמר בהתאם לשיעורי זכויותיהם בחזקה) רישיון הולכה ארעי להפעלת צינור שימש להעברת גז טבעי שמקורו מחזקת תמר, מאסדת תמר עד לנקודת הכניסה במתקן לעיבוד הגז הטבעי באשדוד, הכל בכפוף לתנאי הרישיון. הצינור הוקם כחלק ממערכת ההפקה, כהגדרתה באישור ההפעלה לתמר, בעיקר על מנת שימש להעברת קונדנסט, והפעלתו לצרכי הולכת גז טבעי תהיה לתקופה מוגבלת שאחריה יחזור וישמש להעברת קונדנסט.

3. ביום 21.2.2017 העניק שר האנרגיה ללויתן מערכת הולכה בע"מ (חברה בבעלות שותפי לויתן) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי לויתן שמקורו בשטחי חזקות לויתן, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון.

7.23.6 כפיפות הפעילות של השותפות לחקיקה בקפריסין

פעילות חיפושי הנפט והגז בקפריסין כפופה לרגולציה הכוללת, בין היתר, חובת קבלת היתרים, רשיונות או זכויות לביצוע הפעילות, דרישות בקשר להיקפי ההשקעות ולוחות הזמנים לביצוע החיפושים, תשלום תמלוגים למדינה (מכוח הסכם הזיכיון המפורט בסעיף 7.6.3 לעיל), בטיחות ואיכות סביבה.

פעילות חיפושים והפקה של הידרוקרבונים במים הטריטוריאליים ובמים הכלכליים של רפובליקת קפריסין מוסדרת בעיקרה בחקיקה ובתקנות מקומיות שהוצאו מכוח החקיקה הראשית (להלן: "**החקיקה הקפריסאית**"). כמו-כן, רפובליקת קפריסין היא חברה מלאה באיחוד האירופי והדירקטיבה של האיחוד האירופי בדבר מתן ושימוש באישורים לחיפושים והפקה של הידרוקרבונים (Directive 94/22/EC) וחקיקה אירופית רלבנטית אחרת מסדירה אף היא את פעילות החיפושים וההפקה של הידרוקרבונים ברפובליקת קפריסין ובמים הכלכליים של רפובליקת קפריסין.

²⁸² שותפי תמר המציאו ערבות בסך של 35 מיליון דולר להבטחת ההתחייבות האמורה וכן להבטחת תנאי שטר חזקת תמר.

רפובליקת קפריסין אימצה בשנת 1988 את אמנת האו"ם על חוקי הים (UNCLOS 82) וכן חתמה, ככל הידוע, על הסכמים עם מדינות שכנות (ישראל, מצרים ולבנון) לגבי הגדרת מרחב המים הכלכליים של קפריסין.

על-פי החקיקה הקפריסאית, נדרש רשיון לצורך ביצוע סקרים סייסמיים 2D ו-3D, הניתן לתקופה של עד שנה, רשיון לחיפושי הידרוקרבונים ניתן לתקופה ראשונית של 3 שנים אשר יכול להיות מוארך בשתי תקופות נוספות בנות שנתיים כל אחת ורשיון להפקה (Exploitation) הניתן לתקופה של 25 שנה ויכול להיות מוארך לתקופה נוספת בת 10 שנים, בכפוף לעמידה בתנאי הרשיון. רשיון הפקה, בקשר עם ממצא מסחרי במהלך חיפושים, יינתן אחרי אישור של תוכנית פיתוח והפקה.

מערכת היחסים בין רפובליקת קפריסין לבין בעל רשיון מוסדרת באמצעות Production Sharing Contract (להלן בסעיף זה: "**הסכם זכיון**"). הסכם זכיון קובע את מערכת היחסים, המחויבויות והזכויות של מחזיק הרשיון וכן את התנאים הפיסקליים להם כפוף מחזיק הרשיון. לפרטים נוספים אודות הסכם הזכיון בבלוק 12, ראו סעיף 7.6.3 לעיל.

במהלך שנת 2014 החליטה רפובליקת קפריסין על הקמת חברה ממשלתית ייעודית, Cyprus Hydrocarbons Company Ltd (להלן: "**CHC**"), בבעלות ממשלת קפריסין, אשר מתוכננת להיות הזרוע מטעמה, בכל הנוגע לפעילות אקספלורציה במים הכלכליים של קפריסין, ולהפקה ולייצוא של נפט וגז טבעי מקפריסין.

7.24 שעבודים

לעניין שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה ראו ביאור 12ח לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.25 הסכמים מהותיים

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך תקופה שמיום 1.1.2017 עד למועד פרסום הדוח, כמפורט להלן:

7.25.1 הסכמי מכירת גז טבעי למשק המקומי מפרויקטי תמר ולוויתן (לפרטים ראו סעיפים 7.11.4(א) ו-7.11.4(ב) לעיל).

7.25.2 התקשרויות לייצוא גז טבעי מפרויקטי תמר ולוויתן (לפרטים ראו סעיף 7.11.5 לעיל).

7.25.3 הלוואה מהותית מחברת בת של השותפות (לפרטים ראו באור 10ב לעיל לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

7.25.4 הסכם מימון פיתוח מאגר לווייתן (לפרטים ראו סעיף 7.20.1(א) לעיל).

7.25.5 הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר (לפרטים ראו סעיף 7.3.4(ה) לעיל).

7.25.6 הסכם מיזוג בין השותפות (כשותפות קולטת) לבין אבנר (כשותפות יעד) לפרטים בדבר הסכם המיזוג ראו דוחות מיידיים מיום 23.12.2016 ומיום 12.12.2016 (מס' אסמכתאות: 2016-01-090897 ו-2016-01-138721), אשר המידע בהם מובא בזאת

על דרך ההפנייה. ביום 17.5.2017 הושלם המיזוג, לפרטים ראו דוחות מיידים של השותפות מיום 16.5.2017 (מס' אסמכתא 2017-01-040666 ו- 2017-01-041101) ומיום 17.5.2017 (מס' אסמכתאות: 2017-01-041503, 2017-01-041479 ו- 2017-01-041719) אשר הפרטים המופעים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה.

7.25.7 הסכם זיכיון בבלוק 12 (לפרטים ראו סעיף 7.6.3 לעיל).

7.25.8 הסכם תפעול משותף בחזקות תמר ודלית

(א) כללי

פעילות החיפושים וההפקה במסגרת החזקות בפרויקט תמר נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 16.11.1999 (כפי שתוקן מעת לעת) אשר הצדדים לו כיום הינם השותפות ויתר שותפי תמר כמפורט בסעיף 7.3.1 לעיל (להלן בסעיף 7.25.8 זה: **"ההסכם"** או **"JOA"**).

מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי החזקות בפרויקט תמר (להלן בסעיף 7.25.8 זה: **"נכסי הנפט"**).

(ב) אופן ההתחשבות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל הידרוקרבונים שיופקו מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכסי הנפט. כמו כן, אלא אם כן נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי ה-JOA ותנאי נכסי הנפט וכל חבויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות²⁸³, וכל זיכויים לחשבון המשותף²⁸⁴, יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בנכסי הנפט, וכל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: **"כללי ההתחשבות"**) את חלקו בהתאם לשיעור ההשתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף לרבות מקדמות וריבית המגיעים על-פי ה-JOA. מועדי התשלום הם מעיקרי ההסכם. תשלומים על-ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לחלוק על אותו חיוב לאחר מכן.

על-פי כללי ההתחשבות זכאית נובל להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל. בתיקון להסכם התפעול המשותף מיום 30.6.2016 נקבעה שיטת ההתחשבות גם בגין הוצאות עקיפות של נובל ונקבע

²⁸³ בהתאם להגדרות ה-JOA "הפעולות המשותפות" הינן הפעולות המבוצעות על-ידי המפעיל על-פי הוראות ה-JOA וכן העלויות הניתנות לחיוב כל אחד מהצדדים ל-JOA.

²⁸⁴ בהתאם להגדרות ה-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

כי, החל מיום 1.1.2016, נובל תהיה זכאית לתשלום בשיעור של 1% מסך ההוצאות הישירות, למעט ביחס לפעולות שיווק.

זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

(ג)

נובל משמשת כמפעילת החזקות בפרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "המפעיל"). בכפוף לתנאי ה-JOA ניתנו למפעיל כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול ענייני העסקה המשותפת, תחת פיקוחה והוראותיה של ועדת התפעול המשותף.

המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו חברות קשורות של המפעיל) לביצוע פעולות משותפות כאמור. המפעיל יהיה אחראי, בין היתר, להכנת תוכניות העבודה, התקציבים וההרשאות לתשלום, לביצוע תוכנית העבודה על-פי אישור ועדת התפעול המשותף, לתכנון ולהשגת כל האישורים והחומרים הדרושים לביצוע, ומתן שירותי ייעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף.

בניהול הפעולות המשותפות יהיה המפעיל, חייב, בין השאר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם, ה-JOA והוראות ועדת התפעול. המפעיל יבצע את תפקידיו בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט.

ב-JOA נקבעו הוראות שונות שעניינן אופן התקשרות המפעיל בחוזים עם צדדי ג' (על-פי תקציבים מאושרים), וזאת בהתאם לגובה סכום החוזה המוצע ואשר על פיהן, בין היתר, בהתאם לסכום החוזה המוצע, נדרש המפעיל להתייעץ עם הצדדים האחרים בנוגע לקריטריונים לפיהם ייבחרו המועמדים למכרז, לדווח לצדדים על ההצעות שהתקבלו ולקבל את אישור ועדת התפעול לבחירת המועמד במכרז.

המפעיל נדרש להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים ב-JOA בהתאם להוראות הכלולות בו. כן נקבע, כי כל אחד מהצדדים ל-JOA צריך לדאוג לעצמו ועל חשבונו לביטוח נוסף לכיסוי הסיכונים בקשר עם הפעולות המשותפות.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונם ואחריותם גישה לפעולות המשותפות כולל הזכות להשקיף על פעולות משותפות, לבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית בהתאם להוראות כללי ההתחשבנות הקבועים ב-JOA.

בכפוף לתנאי נכסי הנפט והתקציב המאושר, המפעיל יקבע את מספר העובדים ומספר הקבלנים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות.

המפעיל יודיע לצדדים מיד על כל התביעות המהותיות ותביעות אחרות שהוגשו כתוצאה מהפעולות המשותפות ו/או הנוגעות לפעולות המשותפות, כפי שתורה ועדת התפעול. המפעיל ייצג את הצדדים ויתגונן בפני תביעות

כאמור. המפעיל רשאי לפי שיקול דעתו הבלעדי להתפשר בכל תביעה או סדרת תביעות בסכום שלא יעלה על 75,000 דולר (כולל הוצאות משפטיות), והוא יבקש את אישור ועדת התפעול לכל סכום/ים העולים על הסך הנ"ל. שום צד לא יתפשר לגבי חלקו היחסי בכל תביעה מבלי שהוכיח תחילה לוועדת התפעול שהוא יכול לעשות זאת מבלי לפגוע באינטרסים של הפעולות המשותפות.

כל צד אשר אינו מפעיל יודיע מיידית לצדדים האחרים על כל תביעה כנגד אותו צד אשר נעשתה על-ידי צד שלישי ואשר נובעת מהפעולות המשותפות או העלולה להשפיע על הפעולות המשותפות, והצד הלא מפעיל יתגונן או יתפשר בתביעה כאמור בהתאם להוראות אשר יינתנו על-ידי ועדת התפעול. ההוצאות והנזקים אשר יגרמו בקשר להתגוננות או לפשרה ואשר ניתנים לייחוס לפעולות המשותפות יהיו לחובת החשבון המשותף.

המפעיל לא יהיה אחראי כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל תביעה, חבות, הפסד או נזק, במישרין או בעקיפין, ובין אם מכוח הסכם, עוולה (לרבות רשלנות) או אחר שינבעו מהתפעול המשותף או בקשר אליו אלא אם כן התביעה, החבות, ההפסד או הנזק נבעו מהתנהגות מכוונת (Willful Misconduct) של המפעיל או ממחדלו של המפעיל להשיג את הכיסוי הביטוחי הנדרש (אלא אם המפעיל נקט בכל האמצעים הסבירים להשיג כיסוי ביטוחי זה והודיע על כך לצדדים) ובכל מקרה לא יהיה אחראי לנזקים תוצאתיים, לרבות אך לא רק חוסר יכולת להפיק נפט, הפסד הפקה או הפסד רווחים. אין באמור לעיל כדי לפטור את המפעיל מאחריות לחלקו בהתאם לשיעור השתתפותו, בכל נזק, הפסד או חבות כאמור.

ועדת התפעול (Operating Committee)

(ד)

הוקמה ועדת תפעול משותף (להלן בסעיף זה: "הועדה") לפיקוח ומתן הנחיות בכל הקשור לפעילות המשותפת בשטח החזקות. סמכויות הועדה כוללות, בין היתר, קבלת החלטות בנוגע למדיניות, תהליכים ושיטות התפעול, אישור כל הודעה לציבור הקשורה להסכם או לתפעול המשותף, אישור כל התכניות והבקשות לתקציב, קביעת לוחות זמנים, מיקום ועומק קדיחת הבארות וכל הקשור לכך, קבלת החלטות בנוגע לבקשות רישיונות וחזקות והחלפת המפעיל. לכל שותף נציג אחד בועדת התפעול המשותף, שזכויות ההצבעה שלו הינן בהתאם לחלקו בחזקות של השותף שמינה אותו. נציג המפעיל מכהן כיו"ר הועדה.

החלטות ועדת התפעול המשותפת תתקבלנה בהצבעה של שניים או יותר מהשותפים המחזיקים יחד לפחות 68% מהזכויות בחזקה (צדדים קשורים כהגדרתם בהסכם יחשבו כצד אחד). על מנת לאשר החלטה הקשורה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים.

(ה)

תכניות עבודה ותקציבים

ה-JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם. יצוין, כי המפעיל רשאי לחרוג מה-AFE המאושר לתוכנית העבודה בשיעור שלא יעלה על 10% מהסכום שאושר או ב-1 מיליון דולר, לפי הנמוך שביניהם.

תכנית חיפוש ותקציב – תכנית העבודה והתקציב יאושרו על ידי ועדת התפעול. הרשאות להוצאות (AFE) במסגרת תכנית העבודה והתקציב, תאושרנה בהתאם להוראות הקבועות ב-JOA, אלא אם כן מסרו 20% לפחות מהצדדים להסכם התפעול המשותף הודעה למפעיל בדבר התנגדותם לאישור ההרשאה להוצאה. לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 250,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE). במידה והמפעיל צופה חריגה מה-AFE למטרות מנהלתיות ולשם פעילות גיאולוגית או גיאופיזית שאינן ייחודיות לפרויקט מסוים, לא יידרש AFE ובלבד שהחריגה לא תעלה על 50,000 דולר.

תוכנית פיתוח ותקציב – במידה והוועדה תחליט לאחר דיון מלא על כדאיות הפיתוח של כל הצעה שתוגש לה, המפעיל יגיש לצדדים, בהקדם האפשרי לאחר קבלת אותה החלטה, תוכנית פיתוח ותקציב לממצא אשר יכללו, בין היתר, את העבודות הנדרשות בקשר עם הפיתוח, כל מידע שנדרש להגישו בהתאם להסכם, אופן הניהול הדרוש לפיתוח לרבות פרטים לגבי מספר העובדים וכוח העבודה הדרוש, הערכה לגבי מועד תחילת ההפקה והיקף ההפקה השנתי וכל מידע אחר שיידרש על-ידי הוועדה. לפני הוצאה או מתן התחייבות, בכל סכום, ביחס להכנת תוכנית פיתוח ותקציב או ביחס לכל פריט בתוכנית הפיתוח והתקציב שאושרו, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE). במידה והמפעיל צופה חריגה מה-AFE למטרות מנהלתיות ולשם פעילות גיאולוגית או גיאופיזית שאינן ייחודיות לפרויקט מסוים, לא יידרש AFE ובלבד שהחריגה לא תעלה על 50,000 דולר.

תוכנית הפקה ותקציב – המפעיל יגיש לצדדים בכל שנה את תכנית ההפקה המוצעת לשנה שלאחר מכן. על תכנית ההפקה המוצעת לכלול, בין היתר, את הפרויקטים והעבודות שיבוצעו, כל מידע שנדרש להגישו בהתאם ל-JOA, פרטים לגבי מספר העובדים וכוח העבודה הדרוש וכן הערכה של ההפקה הכוללת לפי רבעונים וקצב ההפקה היומי המקסימאלי בכל רבעון וכל מידע אחר שיידרש על-ידי הוועדה. לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 250,000 דולר בכל פריט שבתוכנית העבודה ותקציב שאושרו, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE).

תוכנית הפיתוח או ההפקה וכן התקציבים המוצעים יהיו כפופים לשיקול מחדש, שינוי, תיקון ואישור על-ידי הועדה שיעשו בהקדם האפשרי ובהתאם למועדים שנקבעו ב-JOA.

במידה והמפעיל צופה חריגה מה-AFE למטרות מנהלתיות ולשם פעילות גיאולוגית או גיאופיזית שאינן ייחודיות לפרויקט מסוים, לא יידרש AFE ובלבד שהחריגה לא תעלה על 50,000 דולר ביחס לשלב החיפוש, הפיתוח והתגלית, וכן שהחריגה לא תעלה על מיליון דולר ביחס לשלב ההפקה.

(ו) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרות בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות Sole Risk) לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור.

ההסכם כולל הוראות שונות המתייחסות לפעולות Sole Risk – דהיינו ביצוע קידוחים, מבחנים ופיתוח, שלא בהסכמת כל השותפים לחזקות ואשר בתנאים מסוימים המפורטים בהסכם ניתן לבצען על-ידי חלק מהשותפים. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות ב-Sole Risk, ניתנה אפשרות, בכפוף לתנאים ולתשלומים שנקבעו בהסכם, לקבל חזרה את חלקם באותה פעילות וכל הנובע ממנה. כמו כן, צדדים שלא הצטרפו לפעילות ה-Sole Risk אך החליטו להצטרף מאוחר מהמועד להצטרפות, ישאו בקנסות וריביות הקבועות בהסכם התפעול המשותף.

(ז) התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו

המפעיל רשאי להתפטר בהודעה בכתב של 180 יום מראש או בהודעה קצרה יותר בהסכמת ועדת התפעול. כמו כן, בכפוף להוראות ההסכם, רשאית הועדה לפטר את המפעיל במקרים הבאים: (1) אם המפעיל חדל מלהחזיק 10% לפחות מזכויות ההשתתפות בחזקות תמר ודלית; (2) הוגשה בקשה לצו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש של המפעיל על-פי חוקי פשיטת הרגל; (3) אם המפעיל מתפרק או מפסיק את קיומו באופן אחר; (4) אם המפעיל נעשה חדל פרעון, עושה הסדר לטובת נושיו או אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו.

כמו כן, המפעיל יועבר מתפקידו עם קבלת הודעה מאת הממונה על ענייני הנפט על ביטול האישור שניתן למפעיל ככל שנדרש אישור שכזה.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ההסכם ולא תיקן את ההפרה בתוך 28 יום מהמועד שקיבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה. לכל החלטה של הצדדים האחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) ליתן הודעה על ההפרה למפעיל תידרש הצבעה בעד ההצעה של צדדים שאינם מפעיל ואינם קשורים אליו, המחזיקים ביחד לפחות 68% מסך כל זכויות ההשתתפות.

(ח) סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות, כולל מקדמות וריבית, יחשב כצד מפר (להלן: "צד מפר"). הסכום שבפיגור יישא ריבית מצטברת על בסיס יומי. כל צד שאיננו צד מפר (להלן: "צד לא מפר") חייב לשאת בחלקו היחסי (כפי חלקו לעומת חלקם של כל הצדדים הלא מפרים האחרים) בסכום שבהפרה (למעט ריבית), וישלמו סכום זה למפעיל ביום הראשון לאחר תום 6 ימים בהם הצד המפר נמצא בהפרה, ואם לא יעשה כן יהפוך הוא עצמו להיות צד מפר.

כל עוד ההפרה נמשכת לא יהיה הצד המפר זכאי להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, והוא לא יהיה זכאי לקבל נתונים ואינפורמציה הנוגעים לפעולות המשותפות. אם ההפרה נמשכת מעל ל-6 ימי עסקים, כהגדרת מונח זה ב-JOA, מיום שניתנה לצד המפר הודעת ההפרה, וכל עוד נמשכת ההפרה, הצד המפר לא יהיה זכאי לקבל את החלק לו הוא זכאי בתפוקה, וחלק זה יהיה לקניינם של הצדדים הלא מפרים והם יהיו רשאים, תוך נקיטת ההליכים המפורטים בהסכם, לגבות מתוכו את המגיע להם עד לתשלום מלא של הסכום שבהפרה.

אם הצד המפר לא יתקן את ההפרה בתוך 90 יום מתאריך הודעת ההפרה, אזי מבלי לפגוע בכל זכות אחרת שתהיה לצדדים הלא מפרים על-פי ה-JOA, לכל צד לא מפר תהיה האופציה (הניתנת להפעלה בכל עת עד לתיקון מלא של ההפרה) לדרוש מהצד המפר לצאת לחלוטין מההסכם ומנכס הנפט. אם הופעלה האופציה ייחשב הצד המפר כמי שהעביר את כל זכויותיו על-פי ה-JOA ובנכס הנפט לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, לפי דרישה ראשונה, לחתום על כל מסמך ולעשות את כל הדרוש על-פי הדין כדי לתת תוקף להעברת הזכויות האמורה, ולהסיר כל עכבון או שיעבוד שיחולו על זכויות כאמור. זכויות ותרופות הצדדים הלא מפרים עקב הפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכויות ותרופות אחרות שתעמודנה לצדדים הלא מפרים.

צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענת קיזוז ולא יהיה רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו נגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(ט) אופן דילול אחזקת שותפים – העברת זכויות

צד יוכל להעביר את זכויותיו לצד ג' בכפוף לאישור יתר הצדדים ל-JOA, אשר לא יסרבו להעברה אלא מטעמים סבירים.

העברת זכויות ההשתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה רק אם ענתה על כל התנאים של ה-JOA, הכולל בין השאר את התנאים הבאים:

1. על אף ההעברה, יישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים, פיננסיים ואחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי תנאי נכס הנפט או ה-JOA לפני מועד ההעברה כולל,

מבלי להגביל, כל ההוצאות שאושרו על-ידי ועדת התפעול לפני שהצד המעביר נתן הודעה בדבר העברת הזכויות לצדדים האחרים להסכם.

2. לנעבר לא תהינה זכויות על-פי תנאי נכס הנפט, בשטח נכס הנפט או על-פי ה-JOA, כל עוד ועד אשר לא קיבל את האישור הממשלתי הדרוש והתחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA לגבי זכויות ההשתתפות המועברות לו, ויספק הנעבר את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או על-פי נכס הנפט.

3. אין באמור כדי למנוע מצד ל-JOA למשכן או לשעבד בדרך אחרת, כל או חלק מהאינטרס שלו בשטח נכס הנפט ועל-פי ה-JOA כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד ישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לאינטרס האמור; השיעבוד יהיה כפוף לכל אישור ממשלתי שיידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.

(י) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (Withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס הנפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וקובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים ברשיון.

צד המבקש לפרוש מה-JOA או מנכסי הנפט, חייב להודיע על החלטתו ליתר הצדדים, הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, תחת תנאים הקבועים ב-JOA (להלן: "**הודעת פרישה**"). בתוך 30 יום מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרה שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לפרויקט ולנכסי הנפט. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש כאמור לעיל, יפעל הצד הפורש להעביר במהירות האפשרית את זכויותיו לשותפים שבחרו שלא לפרוש (להלן: "**השותפים הנשארים**"). העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר הצד הפורש נושא בכל ההוצאות המתחייבות מעצם פרישתו כאמור לעיל, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תתחלק בהתאם לשיעור החזקותיהם.

7.25.9 הסכם תפעול משותף בחזקות לווייתן²⁸⁵

(א) כללי

הפעילות במסגרת חזקות לווייתן נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 3.8.2008 (כפי שתוקן מעת לעת), אשר

²⁸⁵ יצוין, כי עד יום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד.

הצדדים לו כיום הינם השותפות ויתר השותפים בחזקות לויתן כמפורט בסעיף 7.4.1 לעיל (להלן בסעיף 7.25.9 זה: **"ההסכם"** או **"JOA"**). מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי חזקות לויתן (להלן בסעיף 7.25.9 זה: **"נכס הנפט"**). על-פי הסכמי התפעול הנ"ל, מונתה נובל למפעיל (Operator).

(ב) אופן ההתחשבות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל ההידרוקרבונים שיופק מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בו. כמו כן, אלא אם כן נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA וכל החבויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות²⁸⁶, וכל זיכויים לחשבון המשותף²⁸⁷, יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי השתתפות שלהם בנכס הנפט, וכל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: **"כללי ההתחשבות"**) את חלקו בהתאם לשיעור השתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף. מועדי התשלום הם מעיקרי ה-JOA. תשלומים על-ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לאחר מכן לחלוק על אותו חיוב. על-פי כללי ההתחשבות זכאית נובל להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות הבלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בשלב החיפוש כמפורט להלן:

הוצאות ישירות (בחישוב שנתי)	שיעור התשלום למפעיל (כאחוז מההוצאה הישירה)
עד 4 מליון דולר -	4%
מ- 4 ועד 7 מליון דולר -	3%
מ- 7 ועד 12 מליון דולר -	2%
מעל 12 מליון דולר -	1%

שיעור ההוצאות הבלתי ישירות לשלב הפיתוח וההפקה לא נקבע בהסכם וביום 30.6.2016 נחתם תיקון להסכם התפעול המשותף בפרויקט לויתן, לפיו יהא זכאי המפעיל לקבלת הוצאות עקיפות בשיעור של 1% מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעילות פיתוח והפקה, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.

(ג) זכויותיו וחובותיו של המפעיל

²⁸⁶ בהתאם להגדרות ה-JOA "הפעולות המשותפות" הינן הפעולות המבוצעות על-ידי המפעיל על-פי הוראות ה-JOA וכן העלויות הניתנות לחיוב כל אחד מהצדדים ל-JOA.

²⁸⁷ בהתאם להגדרות ה-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

בהתאם ל-JOA יהיה המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו צד קשור/מסונף²⁸⁸ של המפעיל או אחד מהצדדים ל-JOA או צד קשור/מסונף של אחד מהצדדים ל-JOA) לביצוע הפעולות המשותפות כאמור. בניהול הפעולות המשותפות המפעיל, חייב, בין השאר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, החוקים, ה-JOA והוראות ועדת התפעול (אשר תפקידה מפורטים להלן); לנהל את כל הפעולות המשותפות בשקידה ובאופן בטוח ויעיל בהתאם לעקרונות המקובלים בתעשיית הנפט הבינלאומית בנסיבות דומות. כמו כן, נדרש המפעיל להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים ב-JOA בהתאם להוראות הכלולות בו.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונם ואחריותם גישה לפעולות המשותפות כולל הזכות להשקיף על פעולות משותפות ולבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים ב-JOA.

בכפוף לתנאי נכס נפט, התנאים החלים עליו וה-JOA, המפעיל יקבע את מספר העובדים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות. המפעיל יעסיק אך ורק את כח האדם הדרוש באופן סביר לביצוע הפעולות המשותפות.

המפעיל יספק לצדדים האחרים מידע ונתונים כמפורט ב-JOA ויאפשר להם גישה בכל זמן סביר לכל המידע הנ"ל.

המפעיל, כפי שתורה לו ועדת התפעול, יודיע לצדדים מיד על כל התביעות המהותיות ותביעות אחרות שהוגשו כתוצאה מהפעולות המשותפות ו/או הנוגעות להם. המפעיל ייצג את הצדדים ויתגונן בפני תביעות כאמור. המפעיל רשאי לפי שיקול דעתו הבלעדי להתפשר בכל תביעה או סדרת תביעות בסכום שלא יעלה על 50,000 דולר בתוספת הוצאות משפטיות, והוא יבקש את אישור ועדת התפעול לכל סכום/ים העולים על הסך הנ"ל. כל צד יהיה זכאי, על חשבונו הוא, להיות מיוצג על-ידי עורך דין משלו בכל הסדר פשרה או הגנה בתביעות כאמור. שום צד לא יתפשר לגבי חלקו היחסי בכל תביעה מבלי שהוכיח תחילה לוועדת התפעול שהוא יכול לעשות זאת מבלי לפגוע באינטרסים של הפעולות המשותפות.

כל צד אשר אינו מפעיל יודיע מיידית לצדדים האחרים על כל תביעה כנגד אותו צד אשר נעשתה על-ידי צד שלישי ואשר נובעת מהפעולות המשותפות או העלולה להשפיע על הפעולות המשותפות, והצד הלא מפעיל יתגונן או יתפשר בתביעה כאמור בהתאם להוראות אשר יינתנו על-ידי ועדת התפעול.

²⁸⁸ לעניין זה, "צד קשור/מסונף" מוגדר ב-JOA כגוף משפטי השולט או הנשלט על-ידי צד ל-JOA (במישרין או בעקיפין); למטרות ה-JOA, יראו בשותפות ובאבנר צדדים קשורים/מסונפים; ו-"שליטה" משמעו הבעלות (במישרין או בעקיפין) על יותר מ-50% מזכויות ההצבעה או היכולת לשלוט בקבלת ההחלטות בגוף המשפטי האמור.

ההוצאות והנזקים אשר יגרמו בקשר להתגוננות או לפשרה ואשר ניתנים לייחוס לפעולות המשותפות יהיו לחובת החשבון המשותף.

פרט לאמור אחרת בסעיף זה, המפעיל (ולעניין זה - לרבות הדירקטורים ונושאי המשרה בו, חברות הקשורות בו והדירקטורים ונושאי המשרה בהן, להלן ביחד: "**הגופים המשותפים**") לא יישא (למעט כצד בשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים מביצוע (או אי ביצוע) של תפקידיו והפונקציות שלו כמפעיל, והגופים המשותפים משוחררים על-פי ה-JOA מחבות לצדדים שאינם מפעיל לכל נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות וחבויות שהם תוצאה או נובעים מביצוע (או אי ביצוע) כאמור, אף אם נגרמו, באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית, משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

פרט לאמור אחרת בסעיף זה, הצדדים ל-JOA בהתאם לשיעורי השתתפותם בנכס הנפט יגנו וישפו את המפעיל ואת הגופים המשותפים על כל הנזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות (כולל הוצאות משפטיות ושכ"ט עו"ד סבירים) וחבויות, הנובעים מתביעות, דרישות או עילות תביעה שהוגשו על-ידי כל אדם או גוף משפטי ושהם תוצאה או נובעים מפעולות משותפות, אף אם נגרמו באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

שום דבר מהאמור בסעיף זה לא משחרר את המפעיל מחלקו בהתאם לשיעור השתתפותו, בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים או שהם תוצאה של או נובעים מפעולות משותפות. על אף האמור לעיל, אם נושאי משרה פיקוחית בכירה של המפעיל או של חברות הקשורות בו מעורבים ברשלנות רבתי אשר במקורב (proximately) גורמת לצדדים נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות לתביעות, דרישות, או עילות תביעה כאמור לעיל, אזי, בנוסף לחבותו כצד בהתאם לשיעור השתתפותו, יישא המפעיל אך ורק בסך 5,000,000 דולר הראשונים של אותם נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות וחבויות.

על אף האמור לעיל, בשום מקרה לא יישא גוף משופה (למעט כצד בעל זכויות בנכס הנפט כדי שיעור זכויות ההשתתפות שלו) בחבות בגין נזקים או הפסדים סביבתיים או תוצאתיים.

(ד) ועדת התפעול (Operating Committee)

במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת התפעול, אשר בסמכותה ותפקידה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי נכס הנפט וה-JOA, לחיפושים וניצול שטחי נכסי הנפט בהתאם ל-JOA ובאופן ראוי בהתאם לנסיבות. ועדת התפעול מורכבת מנציגי הצדדים (וחליפיהם) ולכל נציג של צד כאמור תהיה זכות דעה השווה לזכות ההשתתפות אשר

אותו צד מייצג. ה-JOA קובע את סדרי ההליכים והפרוצדורה להזמנת ישיבות ועדת התפעול והדיון בהן והוא כולל הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב.

אלא אם כן נקבע במפורש אחרת ב-JOA, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית בעד ההצעה של 2 צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים, כהגדרתן לעיל) המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 60% מסך כל זכויות ההשתתפות בשטח נכס הנפט הנוגע בדבר.

(ה) תכניות עבודה ותקציבים

ה-JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם.

במקרה בו תתקבל החלטה על-ידי ועדת התפעול, לפיה ישנו ממצא הניתן להפקה מסחרית, המפעיל יגיש לצדדים, בהקדם האפשרי לאחר קבלת ההחלטה הנ"ל, תוכנית פיתוח ותקציב מוערכים לגבי אותו ממצא אשר יכללו, בין היתר, את העבודות, לוחות זמנים וכח האדם הנדרשים בקשר לפיתוח הממצא, מתווה לשטח שממנו תתבצע ההפקה, הערכה לגבי מועד תחילת ההפקה וכל מידע אחר שיידרש על-ידי ועדת התפעול. תוכנית העבודה והתקציב המוצעים כאמור יהיו כפופים לשקילה מחדש, שינוי, תיקון ואישור על-ידי ועדת התפעול בהקדם האפשרי ובהתאם למועדים שנקבעו ב-JOA.

התקשרות המפעיל בחוזים במסגרת פעולות חיפושים והערכה וכן בפעולות הפקה, שערך התמורה בהם עולה על 2.5 מיליון דולר וכן בפעולות פיתוח, שערך התמורה בהם עולה על 5 מיליון דולר, יהיו טעונים את אישורה של ועדת התפעול.

לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 500,000 דולר בכל פריט שבתכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות חיפושים, הערכה והפקה או בסכום העולה על 1,000,000 דולר בכל פריט שבתכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות פיתוח, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE) שתכלול, בין היתר, הערכה של הסכומים ולוחות הזמנים הדרושים לביצוע העבודה האמורה, וכן כל מידע נוסף הדרוש לתמיכה בבקשה הנ"ל. על אף האמור לעיל המפעיל לא יהיה חייב להגיש AFE לצדדים לפני שהתחייב להוצאה כלשהי בקשר להוצאות תפעול, כלליות והנהלה שוטפות, המסווגות כפריטים נפרדים בתכנית העבודה והתקציב שאושרו.

המפעיל רשאי לחרוג ללא קבלת אישור ועדת התפעול, בשיעור שלא יעלה על 10% לפריט מסכום שאושר לאותו פריט ובתנאי שהסך הכל המצטבר של החריגות בשנה קלנדרית לא יעלה על 5% מסך כל תוכנית העבודה והתקציב שאושרו. מקום שלדעת המפעיל החריגה תעלה על הגבולות הנ"ל, הוא יגיש לוועדת התפעול לאישורה AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות הנ"ל אינן

פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

(ו) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרים בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות "Sole Risk") לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים משתתפים בהן. ה-JOA קובע כללי מסגרת לביצוע פעולות "Sole Risk".

(ז) התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו

בכפוף להוראות ה-JOA רשאי המפעיל בכל עת, בהודעה מוקדמת של 120 יום לפחות להתפטר מתפקידו כמפעיל.

בכפוף להוראות ה-JOA המפעיל יועבר מתפקידו בקרות אחד מהמקרים הבאים: (1) אם נעשה חדל פרעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (2) עם מתן הודעה על-ידי צד להסכם במקרה של צו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש על-פי חוקי פשיטת הרגל; (3) אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו; או (4) אם המפעיל התפרק או מפסיק את קיומו באופן אחר.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ה-JOA ולא החל בתיקון ההפרה בתוך 30 יום מהמועד שיקבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה, או שלא המשיך בשקידה להשלים את תיקון ההפרה. לכל החלטה של הצדדים האחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) ליתן הודעה על ההפרה למפעיל תידרש הצבעה בעד של לפחות צד אחד מתוך הצדדים שאינם מפעיל (או צד קשור/מסונף של המפעיל) המחזיקים ביחד לפחות 65% מסך זכויות ההשתתפות של הצדדים שאינם מפעיל.

כאשר חל שינוי בזהות המפעיל כאמור לעיל, אזי ועדת התפעול תתכנס בהקדם האפשרי על מנת למנות מפעיל, ואולם שום צד ל-JOA לא יתמנה כמפעיל נגד רצונו. למפעיל שהועבר מתפקידו או לצד קשור/מסונף לו אין זכות להצביע עבור עצמו או להיות מועמד לתפקיד המפעיל.

(ח) סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות (כולל מקדמות וריביות) או שלא השיג או שמר על בטחונות הנדרשים ממנו, יחשב כצד מפר (להלן: "צד מפר").

החל מתום 5 ימים מיום שניתנה לצד המפר הודעת פיגור, וכל עוד הפיגור לא תוקן, לא יהיה הצד המפר זכאי, בין היתר, להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, לקבל מידע הנוגע לפעולות המשותפות ולהעביר את זכויות ההשתתפות שלו או חלק מהן למעט לצדדים מפרים.

כל צד שאיננו הצד המפר (להלן: "צד לא מפר") חייב לשאת בחלקו היחסי (כפי חלקו לעומת חלקם של כל הצדדים הלא מפרים האחרים), בסכום

שבהפרה (למעט ריבית), ולשלם סכום זה למפעיל תוך 10 ימים ממועד קבלת הודעה בגין ההפרה, ואם לא יעשה כן יהפוך הוא עצמו להיות צד מפר.

כל עוד נמשכת ההפרה, הצד המפר לא יהיה זכאי לקבל את החלק לו הוא זכאי בתפוקה, וחלק זה יהיה לקניינם של הצדדים הלא מפרים והם יהיו רשאים, תוך נקיטת ההליכים המפורטים ב-JOA, לגבות מתוכו את המגיע להם עד לתשלום מלא של הסכום שבהפרה (כולל הקמת קרן רזרבית). כל סכום עודף ישולם לצד מפר וכל סכום חסר יישאר חוב של הצד המפר לצדדים הלא מפרים.

אם הצד המפר לא יתקן את ההפרה בתוך 90 יום מתאריך ההודעה על ההפרה, אזי מבלי לפגוע בכל זכות אחרת שתהיה לצדדים הלא מפרים על-פי ה-JOA, לכל צד לא מפר תהיה האופציה (הניתנת להפעלה בכל עת עד לתיקון מלא של ההפרה) לדרוש מהצד המפר לפרוש לחלוטין מה-JOA ומנכס הנפט. אם מומשה האופציה הנ"ל ייחשב הצד המפר כמי שהעביר ביום ההודעה על ההפרה את כל זכויותיו על-פי ה-JOA ובנכס הנפט לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, לפי דרישה ראשונה, לחתום על כל מסמך ולעשות את כל הדרוש על-פי הדין כדי לתת תוקף להעברת הזכויות האמורה, ולהסיר כל עכבון או שעבוד שיחולו על הזכויות האמורות.

זכויות ותרופות הצדדים הלא מפרים עקב ההפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכות או תרופה אחרת שתעמוד לצדדים הלא מפרים על-פי הדין.

עקרון יסודי של ה-JOA הוא שכל צד חייב לשלם במועד את חלקו היחסי (כדי שיעור השתתפותו בשטח ה-JOA) בכל הסכומים המגיעים ממנו על-פי ה-JOA. לפיכך, כל צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענות קיזוז ולא היה רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו כנגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(ט) העברת זכויות

העברת זכויות השתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה אם ענתה על כל התנאים המפורטים ב-JOA, הכוללת בין היתר את התנאים כדלקמן:

1. פרט למקרה שצד מעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו בנכס נפט, לא תעשה העברת זכויות אשר על-פי תוצאתה יישארו בידי המעביר או הנעבר זכויות השתתפות בנכס הנפט וב-JOA של פחות מ-10%.
2. על אף ההעברה, יישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים הפיננסיים ואחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי נכס הנפט וה-JOA לפני מועד ההעברה לרבות כל ההוצאות שאושרו על-ידי ועדת התפעול לפני שהצד המעביר נתן הודעה בדבר העברת הזכויות המוצעות לצדדים האחרים ל-JOA.

3. לנעבר לא תהיינה זכויות על-פי נכס הנפט או על-פי ה-JOA, כל עוד ועד אשר לא קיבל את האישור הממשלתי הדרוש והתחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA בגין זכויות ההשתתפות המועברות אליו, ולא העמיד הנעבר את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או תנאי נכס הנפט.
4. אין באמור כדי למנוע מצד ל-JOA למשכן או לשעבד בדרך אחרת, כל או חלק מהאינטרס שלו בשטח נכס הנפט או ב-JOA כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד יישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לאינטרס האמור. השעבוד או המשכון כאמור יהיו כפופים לכל אישור ממשלתי שיידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.
5. למקבל ההעברה, למעט גוף קשור אליו, לא תהיינה זכויות בנכס הנפט וב-JOA, אלא אם כן הצדדים האחרים ל-JOA הסכימו בכתב להעברה, בכפוף להוכחת יכולתו של הנעבר למלא את התחייבויותיו על-פי נכס הנפט וה-JOA.

(י) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס נפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וכן קובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים לנכס הנפט וה-JOA.

צד המבקש לפרוש מנכס הנפט, חייב במתן הודעה על החלטתו ליתר הצדדים (להלן: "**הודעת פרישה**"). הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, בכפוף לתנאים הקבועים ב-JOA. בתוך 30 ימים מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרים שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לנכס הנפט ול-JOA. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש, יפעל כל אחד מהצדדים הפורשים על מנת להעביר בהקדם האפשרי את זכויותיו כאמור לשותף/שותפים שבחר/ו לא לפרוש. העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר כל אחד מהצדדים הפורשים נושא בכל ההוצאות בגין פרישתו, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תהיה בהתאם לשיעור אחזקותיהם.

7.25.10 הסכם תפעול משותף ברישיון אלון D

הסכם התפעול המשותף החל על רישיון אלון D, מכסה את אותם הנושאים הכלולים בהסכם התפעול של פרויקט לויתן (לפרטים ראו סעיף 7.25.9 לעיל), כאשר החלטות מתקבלות ב"רוב קובע" שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד

לפחות 60% מסך הזכויות ברשיון. נובל משמשת כמפעילה בשני הרישיונות.²⁸⁹

7.25.11 הסכם תפעול משותף בבלוק 12

הסכם התפעול המשותף כאמור מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול שחל במסגרת פרויקט לוויין (לפרטים ראו סעיף 7.25.9 לעיל), כאשר ההחלטות מתקבלות ב"רוב קובע" שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד לפחות 65% מסך הזכויות ברשיון. נובל קפריסין משמשת כמפעילה.

7.25.12 הסכמים לגבי תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי עניין בשותפות

(א) בעקבות השלמת מיזוג השותפויות, כל ההתחייבויות ביחס לתמלוגים חלות בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם שיעור התמלוגים בגינם הופחת ב-50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג (שכן השותפות ואבנר החזיקו בחלקים שווים בנכסי הנפט הללו, למעט חזקות אשקלון ונועה, בהן החזיקה השותפות ב-25.5% ואבנר ב-23%, ובגין שיעור התמלוגים הופחת ב-47.42% ביחס לתמלוגים שמשלמת השותפות לקבוצת דלק ודלק אנרגיה, כהגדרתם להלן, וב-52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה אבנר טרם המיזוג, כהגדרתם להלן).

(ב) תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי עניין בשותפות

1. תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה: בין דלק אנרגיה ודלק ישראל²⁹⁰ (להלן בסעיף זה: "**המעבירות**") לבין השותף הכללי בשותפות, נחתם בשנת 1993 הסכם העברת זכויות, לפיו העבירו המעבירות לשותפות זכויות במספר רשיונות והשותפות התחייבה לשלם למעבירות (דלק אנרגיה – 75% ודלק ישראל – 25%) תמלוגים בשיעורים המפורטים להלן מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים, שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג, אך לאחר הפחתת הנפט, אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה) (להלן: "**הסכם העברת הזכויות**"). שיעורי התמלוגים, שנקבעו בהסכם העברת הזכויות, ובהתאם להתאמה כאמור בס"ק (א) בעקבות השלמת המיזוג בין השותפות לאבנר, הינם: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות – ישולמו תמלוגים בשיעור של 2.5% מנכסי נפט ביבשה ו-1.5% מנכסי נפט בים, ולאחר מועד החזר ההשקעה של השותפות – ישולמו תמלוגים בשיעור של 7.5% מנכסי נפט ביבשה ו-6.5% מנכסי נפט בים

²⁸⁹ הסכם תפעול משותף דומה היה חל על רישיון חנה עד לפקיעתו. לפרטים אודות דחיית הערעור ופקיעת רשיון חנה ראו סעיף 7.26.6 (ג) להלן.

²⁹⁰ בעקבות רה-אירגון שבוצע, כיום קבוצת דלק מחזיקה בזכות התמלוג כאמור של דלק ישראל.

(להלן: **"תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה"**).²⁹¹ זכותה של דלק ישראל כאמור הועברה ביום 30.3.2000 לדלק השקעות.²⁹²

בהתאם להסכם העברת הזכויות, נחתם בין השותפות לבין המעבירות שטר תמלוגים מיום 3.3.2003 כפי שתוקן ביום 2.3.2009 וביום 30.5.2010, לצורך רישום זכות התמלוגים בפנקס הנפט המתנהל על-פי חוק הנפט.

יצוין, כי על-פי הערכת השותפות, מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, לצורך קביעת מועד תחילת תשלום תמלוגים לקבוצת דלק ודלק אנרגיה בשיעור של 6.5% (חלף שיעור 1.5%) חל במהלך חודש דצמבר 2017. בהתאם לכך ולאחר קבלת אישור ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, החלה השותפות לשלם לבעלי התמלוג את התמלוגים לפי השיעור המוגדל רטרואקטיבית מחודש דצמבר 2017. יצוין, כי נכון למועד דוח זה, טרם הושלם דוח ביקורת של רואי חשבון המבקרים לגבי חישובי מועד החזר ההשקעה וכי בעלי התמלוג והמפקח בשותפות בוחנים את הנחות העבודה ותחשיבי השותפות לעניין זה וכי ייתכן ולבחינות כאמור, לכשיושלמו, תהיינה השלכות על מועד החזר ההשקעה.

המונח **"מועד החזר ההשקעה"** משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות אשר בו שווי התקבולים (נטו) (כהגדרתו להלן) אשר השותפות קיבלה או זכאית לקבל בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו נמצא הממצא, כשהם מחושבים בדולרים (לפי השער היציג המתפרסם על-ידי בנק ישראל) יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט (כהגדרתו להלן) כשהן מחושבות בדולרים (לפי השער היציג כאמור).

המונח **"שווי התקבולים (נטו)"** משמעו – שווי כל התקבולים כפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון של השותפות בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) (להלן: **"שווי התקבולים (ברוטו)"**) לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.

המונח **"שווי כל הוצאות השותפות"** משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו מופק הנפט ו/או גז ו/או החומרים בעלי ערך אחרים אך למעט הוצאות (עד **גובה שווי התקבולים (נטו)**) שנוכו משווי התקבולים (ברוטו) לצורך

²⁹¹ לפרטים אודות מועד החזר ההשקעה ראו סעיף 7.25.12(ב) להלן.

²⁹² ביום 16.4.2012 ובתוקף מיום 31.12.2011 מוזגה דלק השקעות לתוך קבוצת דלק על-פי הוראות החלק הראשון לחלק השמיני לחוק החברות וכתוצאה מכך חוסלה.

קביעת סכום שווי כל התקבולים (נטו) וכפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון השותפות.

2. תמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר: על-פי הסכם שותפות אבנר, השותפות משלמת לכהן פיתוח ולצדדים אחרים שאינם קשורים לשותפות (להלן: "**התמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר**" ו-"**הזכאים לתמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר**", בהתאמה) (ובהתאם להתאמה כאמור בס"ק (א)) תמלוגים בשיעור 3% מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה). קבוצת דלק, דלק אנרגיה והזכאים לתמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר יקראו יחד "**בעלי התמלוגים**".

3. תנאים נוספים: בעלי התמלוגים או מי מהם יהיו רשאים לקבל את התמלוגים הנ"ל או מקצתן בעין, דהיינו, לקבל בעין חלק מן הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש לשותפות אינטרס (עד גובה השיעור הנזכר לעיל). בחר מי מבעלי התמלוגים לקבל את התמלוג בעין יסדירו הצדדים את האופנים והמועדים בהם יקבלו המעבירות האמורות את התמלוג. אם ובמידה ומי מבעלי התמלוגים לא יבחר לקבל התמלוגים בעין, תשלם השותפות לאותו בעל תמלוג את שווי השוק, בדולרים, או (אם על-פי דין לא ניתן יהא לשלם אלא במטבע ישראלי) במטבע ישראלי כשהוא מחושב בדולרים לפי השער היציג של הדולר בעת התשלום בפועל, על-פי הבאר, של התמלוגים המגיעים לבעל התמלוג. התשלום כאמור יעשה אחת בכל חודש. מדידת הכמויות של נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט לצורך חישוב התמלוגים המגיעים לבעלי התמלוגים ייעשו בהתאם לעקרונות מקובלים בענף הנפט.

4. השותפות תנהל רישומים מלאים ומדויקים לגבי חלקה בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. כל אחד בעלי התמלוגים יהיו זכאים למנות רואה חשבון אשר יהיה רשאי לעיין, לבדוק ולהעתיק בשעות העבודה הרגילות את פנקסי השותפות ויתר המסמכים והרישומים הנוגעים לזכות המעבירות לתמלוגים על-פי הסכם העברת הזכויות.

5. הזכות לתמלוגים כאמור תהא צמודה לחלקה של השותפות בכל אחד מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. אם תעביר השותפות את זכויותיה בנכס נפט בו יש לה אינטרס תגרום השותפות לכך שמקבל ההעברה יקבל על עצמו את כל ההתחייבויות לתשלום תמלוג כאמור לעיל. האמור לעיל לא יחול במקרה של חילוט נכס עקב פיגור השותפות

בתשלום. לעניין התמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר, האמור לעיל לא יחול גם במקרה של העברה לשותפים הממשיכים בפעולות על ידי חלק מהמשתתפים (Sole Risk).

6. בנוסף, השותפות משלמת לדור כימיקלים בע"מ תמלוגים מחלקה בחזקות תמר ודלית, כמפורט בסעיף 7.3.6 לעיל.

קבוצת דלק, דלק אנרגיה, הזכאים לתמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר ודור יקראו יחד בסעיף 7.25.12(ג) להלן "**בעלי התמלוגים מתמר**".

(ג) אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים²⁹³

1. תשלום תמלוגים מפרויקט ים תטיס

א. חוק הנפט קובע, בין היתר, כי בעל חזקה חייב בתמלוג בשיעור שמיניתי (12.5%) מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה וכי בעל חזקה ישלם לאוצר המדינה את "שווי השוק של התמלוג על פי הבאר".

ב. בין דלק אנרגיה וקבוצת דלק והזכאים לתמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר (להלן: "**בעלות התמלוג בפרויקט ים תטיס**") לבין השותפות הוסכם כי אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים לבעלות התמלוג מפרויקט ים תטיס, יעשה בהתאם לאותם עקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה.

ג. בהתאם להוראות חוק הנפט ובהתאם לקבוע במכתב הממונה על ענייני הנפט מיום 19.7.2004 (להלן בסעיף זה: "**מכתב הממונה**") ומסיכום דיון מיום 15.11.2004 בין הממונה על ענייני הנפט לבין נציגי שותפי ים תטיס עולה כי לצורך חישוב השווי בפי הבאר של תמלוגי המדינה בגין מאגרי הגז הטבעי מרי B ונועה צפון הוחלט לאמץ את עקרונות הנוסחה האנגלית, לפיה מכירה המדינה בסוגי הוצאות מסוימים, ובכלל זאת צנרת, פלטפורמה, מתקני הפקה על היבשה, ציוד תת-ימי, הוצאות תפעול והוצאות ריבית, על-פי שיעורים מסוימים שנקבעו לסוגי ההוצאות השונים (להלן: "**ההוצאות המוכרות**").

ד. על פי ההסדר הנ"ל, לצורך חישוב השווי על-פי הבאר של תמלוגי המדינה ינוכו ההוצאות המוכרות כפחת שנתי מסה"כ המכירות, בהתאם לכמות הגז שהופקה ונמכרה מדי שנה ביחס לכמות העתודות שהיתה במועד תחילת ההפקה. כתוצאה

²⁹³ לפרטים בדבר תביעה שהוגשה על-ידי השותפות ונובל בקשר לתשלומי יתר של תמלוגים למדינה, ראו סעיף 7.26.2 להלן.

מיישום עקרונות הנוסחה האנגלית, בהתאם לסיכום הנ"ל, ובהתחשב במתווה מכירת הגז בין שותפי תמר לשותפי ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.3.4(ה) לעיל, השיעור בפועל של תמלוגי המדינה בפרויקט ים תטיס (חזקות אשקלון ונועה), עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, הינו כדלקמן: בשנת 2015 היקף הוצאות ההפקה מפרויקט ים תטיס היו גבוהות מהיקף ההכנסות ממכירת גז טבעי שהופק מהפרויקט כאמור, ועל כן שיעור התמלוג בפועל למדינה וכפועל יוצא מכך לבעלות התמלוג בפרויקט ים תטיס עמד על 0%. בשנת 2016 שיעור התמלוג בפועל למדינה עמד על כ-9.6% ובהתאם לכך חושבו בשנה זו גם התמלוגים לבעלות התמלוג בפרויקט ים תטיס (בשנת 2016 בחזקת אשקלון: כ-5.2% לבעלות תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה וכ-2.2% לבעלות התמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר). בשנת 2017 שיעור התמלוג בפועל למדינה עמד על כ-11.05% ובהתאם לכך חושבו בשנה זו גם התמלוגים לבעלות התמלוג בפרויקט ים תטיס (בשנת 2017 בחזקת אשקלון: כ-6% לבעלות תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה וכ-2.2% לבעלות תמלוג מכוח הסכם שותפות אבנר). בחודש אוקטובר 2013 קיבלו שותפי ים תטיס ממשרד האנרגיה טיוטת דוח ביקורת תמלוגים בגין השנים 2011-2012 (להלן בסעיף זה: **"טיטת הדוח"**). במסגרת טיוטת הדוח, הוצגה עמדת משרד האנרגיה בדבר אופן יישום עקרונות הנוסחה האנגלית לרבות רכיבים שאמורים להיכלל במסגרת תחשיב שיעור התמלוג למדינה, בין אם הוספה של רכיבים ו/או צמצום של רכיבים שנדרשו בגין השנים הנ"ל ו/או התאמתם, וכן באשר לייחוס התמורה שנתקבלה בהתאם להסכם למתן זכויות שימוש במתקני ים תטיס, לפיו העניקו שותפי ים תטיס לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.13 להלן) והשלכותיה על עלות המתקנים המוכרת לצורכי החישוב.

ה. נכון למועד פרסום הדוח, שותפי ים תטיס נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב שווי השוק של תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס, כמפורט לעיל. עד להשלמת הדיונים בעניין זה, כאמור לעיל, שילמו שותפי ים תטיס החל משנת 2013 ועד לחודש דצמבר 2016, תחת מחאה, מקדמות על חשבון תמלוגים למדינה בשיעור של כ-11.96% בגין ההכנסות מפרויקט ים תטיס. אם וכאשר עמדת משרד האנרגיה תתקבל, תידרש השותפות לתשלום נוסף של כ-8 מיליון דולר.

1. בחודש פברואר 2017 התקבל מכתב ממושרד האנרגיה לפיו תשולמנה מקדמות בגין תמלוגים מפרויקט ים תטיס בשיעור של 0%, וצוין כי ככל שבמהלך השנה תתבצע הפקה משמעותית השיעור הנ"ל יעודכן.

יצוין, כי לעמדת השותפות חישוב התמלוגים שבוצע על ידה תואם את ההסדר המוסכם משנת 2004 כאמור לעיל, ועל כן בכוונתה למצות את זכויותיה בנושא זה.

2. תשלום תמלוגים מפרויקט תמר

א. יודגש, כי לעמדת משרד האנרגיה אופן חישוב שווי תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס, כפי שנקבע בין הצדדים כאמור לעיל, הינו ספציפי לפרויקט זה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפים בפרויקט תמר לרבות השותפות נמצאים בדיון עם הממונה על ענייני הנפט לגבי אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר. עד להשלמת הדיונים האמורים שילמו שותפי תמר למדינה מקדמות, תחת מחאה, על חשבון התמלוגים, בגין ההכנסות מפרויקט תמר, בשנים 2016 ו-2017 בשיעור של 12% וכ- 11.65%, בהתאמה²⁹⁴. כמו כן, עמדת המפעילה ויתר שותפי תמר הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט תמר צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט וזאת בהשוואה לפרויקט ים תטיס. יצוין, כי על-פי תחשיב המבוסס על עקרונות "הנוסחה האנגלית", אשר מהווה את האומדן הקרוב ביותר להסכם אשר נחתם עם המדינה בפרויקט ים תטיס, שיעור התמלוג האפקטיבי למדינה בפרויקט תמר, עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, בשנים 2015, 2016 ו-2017 הינו כ-11.26%, כ-11.15% וכ-11.22%, בהתאמה. כמו כן, יצוין כי בנתוני התזרים המהווך של מאגר תמר הניחה השותפות שיעור תמלוגים של 11.5%, שיעור הנמוך משיעור התמלוגים ששולם למדינה בפועל כתשלומי מקדמה בשיעור של 11.65% כמפורט בסעיף 7.3.9(א)3 לעיל

ב. יצוין, כי אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים לבעלי התמלוגים מתמר, נעשה על-ידי השותפות בהתאם לאותם עקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה כאמור. לפיכך, שיעור התמלוג הממוצע לבעלי התמלוגים

²⁹⁴ בהתאם למכתב שהתקבל ממושרד האנרגיה ביום 28.2.2017, שיעור התמלוג האפקטיבי שנדרשה השותפות לשלם כמקדמות בשנת 2017 עמד על שיעור של 11.65%.

מתמר הינו כ-4.44%, 4.39% ו-4.66% לכל אחת מהשנים 2015, 2016 ו-2017. עד להשלמת הדיונים האמורים לעיל, בשנים 2015 ו-2016 שילמה השותפות לבעלי התמלוגים מתמר תמלוגים בשיעור של כ-4.73% ובשנת 2017 – כ-4.53%, והכל בגין חלקה בהכנסות מפרויקט תמר.

3. היקף הפער בין התמלוגים המשולמים בפועל למדינה ולבעלות התמלוג מפרויקט תמר ומפרויקט ים תטיס, לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים עומד על כ-25.7 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו סעיף קטן ב7 וסעיף ג בביאור 15 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

4. לפרטים בדבר תביעה להשבת תמלוגים ששולמו למדינה על-ידי השותפות, אבנר ונובל בגין הכנסותיהן הנובעות מאספקת גז טבעי מחלקן בפרויקט תמר ללקוחותיהן תחת הסכמי פרויקט ים תטיס, ראו סעיף 7.26.2 להלן.

5. תשלום תמלוגים מפרויקטים נוספים

נכון למועד פרסום הדוח, אין סיכום כלשהו עם הממונה על ענייני הנפט לגבי אופן חישוב התמלוג בפועל למדינה בפרויקטים עתידיים אחרים שהשותפות תהיה צד להם. לפיכך, נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן להעריך כיצד יחושב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים שישולמו מפרויקטים עתידיים אחרים למדינה ולבעלות התמלוג.

(ד) פסק מומחה לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה"

בשנת 2002 מונה בהסכמה בין השותפות לבין המעבירות פוסק מומחה לצורך קביעת משמעותם הנכונה של הגדרות ומונחים מסוימים בנושא התמלוגים שהשותפות חייבת בהם כאמור לעיל.

בהחלטתו חיווה, המומחה, שמונה את דעתו בקובעו, בין היתר, את דרך החישוב והאלמנטים השונים שיש ואין לקחת בחשבון לצורך קביעת "מועד החזר ההשקעה", ובכלל זה:

1. כי יש לקחת בחשבון אך ורק הכנסות/תקבולים (Receipts) שנתקבלו עבור נפט ו/או גז טבעי ו/או חומרים בעלי ערך אחרים (להלן ביחד: "נפט ו/או גז"), אשר הופקו ונוצלו מנכסי הנפט (ואושרו ככאלה על-ידי רואי החשבון של השותפות); וכן

2. כי יש לקחת בחשבון אך ורק את שווי הוצאות השותפות שהוצאו בנכס הנפט (הרשיון או החזקה) אשר בו הופקו הנפט ו/או הגז (ואושרו ככאלה על-ידי רואי החשבון של השותפות); וכי – במידה והוצאה נעשתה ביותר מנכס נפט אחד כאמור, יש לפצלה בין נכסי הנפט שבהם נעשתה ו/או שאותם היא נועדה לשרת. כך, מקום שההוצאה נעשתה בנכס נפט א' אשר ממנו, בסופו של יום, לא הופקו נפט ו/או גז –

הוצאה זו לא תילקח בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה
בנכס נפט ב' אשר ממנו מופקים הנפט ו/או הגז; וכן

3. כי ההוצאה בגין פעולות חיפוש (כולל קידוחים יבשים) תילקח
בחשבון כהוצאה בנכס הנפט שבתחומו הן בוצעו, לצורך קביעת מועד
החזר ההשקעה, והוא הדין לגבי פעולות פיתוח ופעולות לאיתור
גבולות השדה; וכן

4. כי יש לקחת בחשבון הוצאות בגין מתקנים (ביבשה ובמדף היבשה)
לרבות לצורך הפקה, טיפול, הולכה, מדידה, איחסון, תיפעול, הוצאות
אחזקה ותיפעול והוצאות שיווק ומכירה (כולל הסכמי המכירה) של
הגז; וכן

5. כי לגבי הוצאות הנלקחות בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה
יש לקחת בחשבון הוצאות שנעשו במלואן (ללא פחת) והוצאות מימון;
וכן

6. כי קביעת מועד החזר ההשקעה היא חד-פעמית, ומשנקבע אין חזרה
ממנו, גם אם לאחר מכן נוצר מצב שבו ההוצאות בנכס הנפט עלו על
ההכנסות שהתקבלו מתפוקת הנפט ו/או הגז מאותו נכס נפט.

7.25.13 הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס

על-פי הסכם מיום 23.7.2012 בין השותפות יחד עם יתר שותפי ים תטיס לבין
השותפות יחד עם יתר שותפי תמר (להלן: "**הסכם השימוש**"), הוסכם בין היתר כי:

(א) שותפי ים תטיס יעניקו לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים
בפרויקט ים תטיס לרבות הבארות, פלטפורמת מרי-B, מערכת הדחיסה,
הצנרת ומתקן הקבלה וכן ניתנה לשותפי תמר הזכות לשדרג ו/או להקים
מתקנים לצורך הובלה ואחסון של גז טבעי מפרויקט תמר (להלן: "**מתקני ים
תטיס**"). זכויות השימוש במתקני ים תטיס תינתנה בכפוף לשמירת קיבולת
לגז המופק מפרויקט ים תטיס בצנרת ובמתקן הקבלה.

(ב) תקופת הסכם השימוש תסתיים במועד המוקדם מבין: (1) פקיעה או סיום
של חזקת תמר ובמקרה בו יפותח שדה דלית, באופן שיעשה שימוש במתקני
ים תטיס, אזי פקיעה או סיום של חזקת דלית; (2) מתן הודעה על-ידי שותפי
תמר על הפסקה קבועה בהפקה מסחרית של גז מפרויקט תמר; (3) נטישת
פרויקט תמר.

(ג) תמורת השימוש במתקני ים תטיס שילמו שותפי תמר לשותפי ים תטיס סך
כולל של 380 מיליון דולר בתשלומים שהסתיימו ביום 31.12.2015. נכון
למועד אישור הדוח, התמורה כאמור שולמה במלואה.

(ד) ההסכם כולל, בין היתר, הוראות המסדירות את מערכת היחסים בין שותפי
תמר לבין שותפי ים תטיס במהלך כל תקופת השימוש במתקני ים תטיס,
לרבות בכל הקשור לניהול מתקני ים תטיס, מנגנון חלוקת הוצאות תפעול
מתקני ים תטיס וחלוקת ההוצאות ההוניות של מתקני ים תטיס בקשר עם

הכנת ושדרוג מתקני ים תטיס לקבלת גז טבעי מפרויקט תמר המבוסס על יחסי היקף תפוקת הגז בין פרויקט ים תטיס לבין פרויקט תמר, מגבלות על העברה ו/או שעבוד של זכויות הצדדים להסכם השימוש ומנגנון בורות לפתרון מחלוקות בין הצדדים.

(ה) הבעלות על מתקני ים תטיס המשודרגים תישאר בידי שותפי ים תטיס ובהסכם השימוש יקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

7.25.14 הסכם לרכישת אופציה לרכישת זכויות ברשיון רועי²⁹⁵

(ו) בהתאם להסכם שנחתם ביום 26.11.2012 בין השותפות ואבנר (להלן בסעיף 7.25.14 זה: "**השותפויות**") מצד אחד, לבין Edison מצד שני, העניקה Edison לשותפויות אופציה לרכוש ממנה את האופציה שהוענקה לה על-ידי רציו לרכישת זכויות השתתפות בשיעור של 20% (מתוך 100%) ברשיון רועי²⁹⁶ (להלן: "**אופציית Edison**"), והכל בהתאם ובכפוף לאותם תנאים בהם מחזיקה Edison את האופציה כאמור לעיל.

(ז) בהתאם לאופציית Edison תהא התמורה כדלקמן:

1. בגין 10% הראשונים (מתוך ה-20%) מזכויות ההשתתפות ברשיון רועי תשלם Edison החזר בגין הוצאות העבר שהוצאו על-ידי רציו בקשר עם הפעולות בנכס הנפט כאמור (להלן: "**הוצאות העבר**") עד למועד ההודעה על מימוש האופציה כאמור.

2. בגין 10% הנותרים, תשלם Edison החזר בגין הוצאות העבר עד למועד ההודעה על מימוש האופציה וכמו כן, תעניק Edison לרציו וליתן איזנברג בע"מ, תמלוגי על בשיעור של 4% (כל אחד) וביחד 8%, ביחס ל-10% הנותרים, ככל שימומשו (דהיינו תמלוגים בשיעור של 0.8% מתוך ה-100%), בנפט ו/או גז שיופקו משטח רשיון רועי לאחר החזר השקעה.

(ח) Edison זכאית לממש את האופציה ביחס לרכישת זכויות השתתפות של 10% הראשונים בלבד או יחד עם האופציה לרכישת 10% הנותרים.

(ט) Edison רשאית לממש את האופציה עד 15 יום לאחר שהחליטו בעלי הזכויות ברשיון רועי על אישור תכנית העבודה והתקציב בקשר עם ביצוע קידוח הניסיון הראשון ברשיון רועי (להלן בסעיף זה: "**החלטת קידוח**").

(י) השותפויות רשאיות לממש את האופציה לרכישת אופציית Edison עד 14 יום לאחר קבלת החלטת קידוח כאמור.

²⁹⁵ במועד החתימה על ההסכם כאמור, כללה אופציית Edison גם רכישת זכויות ברשיון 398/נטע (להלן: "**רשיון נטע**"), אשר פקע ביום 9.11.2015 וזאת בהמשך לבקשת השותפים ברשיונות נטע ורועי שהוגשה לממונה על ענייני הנפט לשינוי גבולות רשיון רועי, לרבות בדרך של העברת שטחים מרשיון נטע לרשיון רועי וגריעת שטחים אחרים באופן שלאחר שינוי הגבולות המבוקש, יישארו השותפים ברשיונות כאמור רק עם רשיון רועי בגבולותיו החדשים.

²⁹⁶ רשיון רועי הינו אחד מהרשיונות שהוענקו על-ידי הממונה על ענייני הנפט ביום 15.4.2013 חלף היתר מוקדם 202/גל.

(יא) העברת הזכויות במסגרת אופציית Edison (אם וככל שתמומש האופציה כאמור) כפופה לקיומם של מספר תנאים מתלים ובהם קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט ואישור הממונה על ההגבלים.

(יב) יובהר כי אין כל ודאות שיתקבל אישור אסיפת בעלי היחידות לתיקון הסכם השותפות ושיתקבל אישור הממונה על ענייני הנפט ו/או הממונה על ההגבלים, ככל שידרש לצורך מימוש האופציה, אם וככל שיוחלט על מימושה.

(יג) בהנחה שהשותפויות יממשו במלואה את האופציה לרכישת אופציית Edison ויקבלו את הזכויות ברשיון רועי, יהיו שיעורי זכויות ההשתתפות ברשיון כאמור כדלקמן:

רציו – 50%

Edison – 20%

הזדמנות ישראלית – 10%

השותפות – 20%²⁹⁷

(יד) נכון למועד פרסום הדוח, השותפות טרם מימשה את האופציה לרכישת אופצית Edison ואין כל ודאות שהיא תרכוש את הזכויות ברשיון רועי.

7.25.15 הסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות תנן וכריש

ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות ואבנר (להלן בסעיף זה: "המוכרות") לבין חברת אנרג'יאן, לפיו רכשה אנרג'יאן את כלל הזכויות של המוכרות ושל נובל בחזקות I/16 "תנן" ו-I/17 "כריש" (להלן: "החזקות"). בתמורה לרכישת הזכויות בחזקות נקבע בהסכם כי אנרג'יאן תשלם למוכרות סך כולל של 148.5 מיליון דולר ארה"ב (בחלקים שווים ביניהן), המהווה את החזר הוצאות העבר שהושקעו בחזקות על-ידי המוכרות ונובל, בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, כדלקמן:

(1) סך של 40 מיליון דולר שולם במזומן למוכרות במועד השלמת העסקה;

(2) יתרת התמורה, בסכום כולל של 108.5 מיליון דולר, תשולם למוכרות בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם, שיחלו במועד בו תתקבל החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות עלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים; (3) הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם התמלוגים הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהמוכרות ביחס לחלקן המקורי בחזקות (26.4705%) לכל אחת מהמוכרות, ובהתאם, חובת תשלומם לבעלי התמלוג תחול ממועד השלמת העסקה על אנרג'יאן; (4) הרוכשת תעביר לכל אחת מהמוכרות זכות לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעור של

²⁹⁷ החל מיום השלמת המיזוג בין השותפות לאבנר, קרי 17.5.2017, מחזיקה השותפות באופציה ל- 20% ברשיון רועי.

3.75% (ביחס ל-100% מהזכויות בחזקות) – לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל") בקשר לחזקות, ובשיעור של 4.125% (ביחס ל-100% מהזכויות בחזקות) – מיד עם תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים ביחס לחלקה של אותה מוכרת בחזקות, כמפורט בס"ק (3) לעיל. בנוסף, בהתאם להוראות מתווה הגז, הרוכשת העבירה למוכרות וליתר שותפי לויתן את מכסת הייצוא מהחזקות, בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם על נספחיו. לפרטים אודות הערכת שווי מהותית בדבר הרווח הנובע לשותפות מההסכם האמור לעיל, ראו תקנה 8 בפרק ד' לדוח זה.

7.25.16 הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום

כאמור לעיל, ביום 2.7.2017 נחתם הסכם מכר בין השותפות כמוכרת מצד אחד לבין תמר פטרוליום, כרוכשת מצד שני (להלן בסעיף זה: "הסכם המכר"), לפיו רכשה תמר פטרוליום מהשותפות זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית. ביום 20 ביולי 2017 התקיימו כל התנאים המתלים המפורטים בהסכם המכר, לרבות קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בחזקות תמר ודלית ורישומן בספר הנפט, ובעקבות כך הועברו הזכויות בשיעור 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית.

להלן עיקרי הסכם המכר:

(א) השותפות התחייבה, למכור ולהעביר לתמר פטרוליום זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית בכפוף להתחייבויות הקיימות לתשלום תמלוגי-על לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים, וכן את החלק היחסי (9.25%) מהזכויות והתחייבויות על פי הסכם התפעול המשותף, הסכמי מכירת הגז מחזקת תמר, הסכם השימוש במתקני ים תטיס, מניות חברת תמר 10 אינטש בע"מ, אישור ההפעלה של פלטפורמת תמר ואישורי הייצוא מתמר (להלן בסעיף 7.25.16: "הממכר").

(ב) תמורת הממכר ששולמה לשותפות כללה סך של כ- 837 מיליון דולר במזומן (כ-3 מיליארד ש"ח), והקצאת 19,990,000 מניות רגילות בנות 0.1 ש"ח ע.נ. כ"א של תמר פטרוליום לשותפות.

(ג) תמר פטרוליום התחייבה כי תפעל לאפשר לשותפות לבצע הצעת (מכר) מדף היה והשותפות תבקש למכור את מניותיה בתמר פטרוליום לציבור, בכפוף לסייגים ומגבלות מסויימים, לרבות תקופת חסימה שתחול על המניות מכוח כללי הבורסה ולכל הפחות חסימה מלאה של 6 חודשים.

(ד) מתוך סכום התמורה במזומן שהגיע לשותפות, הועמדה הלוואה לתמר פטרוליום בסך של 34 מיליון דולר, נושאת ריבית בשיעור של 3% לשנה, במהלך החודשים עד וכולל אוקטובר 2017 פרעה תמר פטרוליום את מלוא ההלוואה בתוספת ריבית שנצברה.

(ה) המועד הקובע לצורך חישוב סכום התמורה והעברת הזכויות והחובות בגין הממכר לתמר פטרוליום הינו 1 ביולי 2017.

(ו) השותפות תמשיך לשאת באחריות ביחס לנושאים הבאים גם לאחר מועד השלמת העסקה: הבוררות בגין תעריף רכיב היצור (לפרטים ראו סעיף 7.26.5 לעיל), הערעור בעניין התמלוגים ביחס למכירת הגז מפרויקט תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס לרבות ביחס לכל חבות בקשר להליכים אלה שתיגרם בתקופה שלאחר המועד הקובע; הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (לפרטים ראו סעיף 7.26.1 להלן), זאת ביחס לסכומים שנתקבלו על-ידי השותפות בתקופה שלפני המועד הקובע; חבות בגין מיסים ותמלוגים למדינה ביחס לתקופה שלפני המועד הקובע, או ביחס לכל רווח, הכנסה או תקבול של השותפות בקשר עם הממכר (לרבות אם שומת המס כאמור התבצעה לאחר המועד הקובע), למעט מיסים המתייחסים לדוחות שהוגשו לפני המועד הקובע לרשויות המס בקשר עם חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע; מיסים החלים על השותפות בקשר עם העברת הממכר לתמר פטרוליום; חבויות לספקים או ללקוחות של השותפות בגין הממכר המתייחסות לתקופה שעד למועד הקובע, למעט אם בוצעו הפרשות בגין חבויות כאמור בדוחות הכספיים של תמר פטרוליום; וכן חבויות ככל שיהיו בקשר עם דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ.

(ז) תמר פטרוליום נשאה בכל התשלומים, ההוצאות והאגרות למדינה (למעט מיסים כאמור לעיל) ששימשו לשם העברת הממכר לתמר פטרוליום וקבלת האישורים. כמו כן נשאה תמר פטרוליום בכל ההוצאות והעלויות הקשורות להנפקת אגרות החוב. השותפות נשאה בהוצאות והעלויות של היועצים והמומחים בקשר עם התשקיף וכן כל ההוצאות בקשר עם הנפקת המניות של תמר פטרוליום.

(ח) בהסכם הממכר נתנה השותפות מצגים שונים, כמקובל בעסקאות מעין אלו, לרבות התחייבות לשיפוי בגין הפרת מצגים. כמו כן נקבעו הוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה, לרבות לעניין מנגנון פתרון סכסוכים, פרשנות ומסירת הודעות.

(ט) עוד נקבע במסגרת הסכם הממכר כי ככל שהשותפות תחזיק במניות תמר פטרוליום לאחר השלמת הנפקת המניות, אזי השותפות מוותרת באופן חד צדדי על כל זכויות ההצבעה הנלוות לכל המניות המוחזקות על-ידה מעבר למניות בכמות השווה ל-12% ממניות תמר פטרוליום לאחר השלמת ההנפקה. למען הסר ספק, הובהר כי כל הזכויות ההוניות הצמודות למניות המוחזקות על-ידי השותפות תישארנה בתוקפן המלא, ובכלל זה: הזכות לקבלת דיבידנדים, מניות הטבה, זכויות, והזכות לקבלת עודף נכסים בפירוק החברה. המניות העודפות מעל 12% (להלן: **"המניות העודפות"**) תופקדנה על-ידה אצל נאמן אשר יפעל על-פי כתב הוראות בלתי חוזר שיקבע, בין היתר, כדלקמן: המניות העודפות תכלולנה גם מניות הטבה או זכויות, או מניות הנובעות מזכויות כאמור, שתוקצנה לשותפות בגין המניות העודפות כחלק מהנפקת מניות הטבה ו/או זכויות לכלל בעלי מניות תמר פטרוליום.

בכל הנוגע להנפקת זכויות אם תהיה בעתיד, הנאמן יקבל הוראה מהשותפות באם לממש את הזכות או למוכרה. הנאמן יעביר לשותפות כל דיבידנד שיקבל בגין המניות העודפות. בכל עת שבה תבקש השותפות למכור את המניות העודפות, כולן או חלקן, לצד שלישי יעביר הנאמן את המניות האמורות למי שהשותפות תורה לו בכתב, כנגד קבלת תמורתן המלאה (אלא אם הורתה לו השותפות על העברת המניות קודם לקבל התמורה), ובלבד שהשותפות תודיע לנאמן בכתב את פרטי הנעבר ותחתום על כל מסמך שיידרש לצורך העברה כאמור. עם מכירתן או העברתן של המניות העודפות מהשותפות לצד שלישי כאמור לעיל, הן תהיינה זכאיות לכל הזכויות הצמודות למניות רגילות בתמר פטרוליום.

השותפות התחייבה למכור תחילה את המניות העודפות, (אשר לאחר מכירתן, תקנינה לרוכש את מלוא הזכויות הצמודות להן לרבות זכויות הצבעה והון כאמור לעיל) וכן התחייבה כי כל עוד לא מכרה את המניות העודפות היא לא תרכוש מניות נוספות של תמר פטרוליום. יובהר לעניין זה כי מניות שתוקצנה לשותפות במסגרת הנפקת מניות הטבה ואו הנפקת זכויות לא תחשבנה רכישה לצורך התחייבות זו.

כמו כן, השותפות התחייבה שלא להציע יותר מדירקטור אחד במסגרת האסיפות הכלליות המתכנסות לצורך מינוי דירקטורים בתמר פטרוליום. בתקנון תמר פטרוליום נקבעו הוראות המעגנות את הויתור האמור של השותפות על זכויות הצבעה הצמודות למניות שתחזיק בשיעור העולה על 12% מההון המונפק, כן נקבעו בתקנון תמר פטרוליום מספר הוראות שיחולו כל עוד תחזיק השותפות בשיעור העולה על 25% או יותר מהון המניות המונפק והנפרע של תמר פטרוליום, ובין היתר: הוראות לעניין ועדת מינויים שתוקם ככל שתמר פטרוליום תבקש להציע לאסיפת בעלי המניות מועמדים לכהונה כדירקטורים בתמר פטרוליום; מגבלות על כשירות דירקטורים לפיהן כלל הדירקטורים פרט לאחד לא יהיו בעלי זיקה לשותפות; ומגבלה על אופן אישור עסקאות חריגות עם קבוצת דלק בע"מ או תאגיד בשליטתה. לפרטים נוספים ראו ביאורים 16-17 לדוחות הכספיים.

לפרטים בדבר פירעון מוקדם חלקי של אגרות החוב תמר בונד מתוך סך תמורת הממכר ראו סעיף 7.20.1(ב) לעיל.

7.26 הליכים משפטיים

7.26.1 ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן: **"בקשת האישור"**). עניינה של הבקשה האמורה במחיר שבו מוכרים שותפי תמר גז טבעי לחברת החשמל.

בבקשת האישור נטען כי מחיר הגז לחברת החשמל הוא מחיר בלתי הוגן המהווה ניצול לרעה של מעמדם של שותפי תמר כבעלי מונופולין בתחום אספקת גז טבעי בישראל, באופן המנוגד לסעיף 29א לחוק ההגבלים העסקיים.

הסעדים המבוקשים בבקשת האישור הם: פיצוי של כל צרכני החשמל בהפרש שבין המחיר ששילמה חברת החשמל עבור גז טבעי שסופק על ידי שותפי תמר לבין מחירו

ההוגן, המוערך בסך כולל של 2.456 מיליארד ש"ח (במונחי 100%), וכן צווים הצהרתיים, לפיהם על שותפי תמר להימנע מלמכור את הגז הטבעי מפרויקט תמר בסכום העולה על הסכום שנקבע בבקשת האישור, ומכירתו במחיר גבוה יותר מהווה ניצול לרעה של כוחם המונופוליסטי.

ביום 7.7.2016 התקיים דיון בבית המשפט בבקשת סילוק על הסף אשר הגישו שותפי תמר ביום 20.4.2016, לאחר שהיועץ המשפטי לממשלה הגיש עמדה מטעמו לפיה יש לסלק על הסף את בקשת האישור. בעמדתו טען היועץ המשפטי לממשלה כי אין מקום לברר את התובענה הייצוגית, משום שלא ניתן לתקוף את אסדרת המחירים (שהיא רכיב אחד במתווה הגז) במנותק ממתווה הגז כולו, ומקומה של הביקורת השיפוטית על מתווה הגז היא בבג"ץ ולא בתובענה ייצוגית. היועץ המשפטי לממשלה הוסיף וטען כי בירור התובענה הייצוגית עלול לסכל את מימוש מתווה הגז.

ביום 23.11.2016 ניתנה החלטה לפיה נדחתה הבקשה לסילוק בקשת האישור על הסף, וביום 15.12.2016 הגישו שותפי תמר בקשת רשות ערעור על החלטה זו.

דיון בבקשת רשות הערעור התקיים ביום 16.3.2017 בפני הרכב של שלושה שופטים. ביום 28.9.2017 התקבלה החלטת בית המשפט העליון לדחות את בקשת הערעור ולהחזיר את הדיון לבית המשפט המחוזי על מנת שידון בבקשת האישור לגופה. ביום 18.10.2017 התקיים דיון קדם-משפט בבית המשפט המחוזי במסגרתו נקבעו מועדים לחקירות המומחים והמצהירים בתיק לחודשים ינואר ופברואר 2018. ביום 29.10.2017 הגישו שותפי תמר בקשה לזימון עדים בתיק מטעם המדינה ובקשה להוספת ראיות²⁹⁸. ביום 8.12.2017 קיבל בית המשפט את הבקשה לזימון עדים כאמור וקבע כי אלו יגישו תצהירים עליהם יחקרו בחודש מרץ 2018. כמו כן, דחה בית המשפט את בקשת שותפי תמר להוספת ראיות. נכון למועד פרסום הדוח, הסתיימה חקירת המומחים מטעם הצדדים. שני מועדים נוספים נקבעו לחודש מאי 2018, במהלכם יחקרו יתר המצהירים בהליך. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים סיכוייה של הבקשה לאישור התביעה כתביעה ייצוגית להתקבל נמוכים מ-50%.

7.26.2 ביום 12.3.2015 הגישו השותפות ונובל (להלן יחד בסעיף זה: "**התובעות**") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים כנגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "**הנתבעת**"), הכוללת בעיקרה השבתם של תמלוגים, אשר שילמו התובעות, ביתר ותחת מחאה, לנתבעת, בגין הכנסות הנובעות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין לקוחות צד ג' (להלן בסעיף זה: "**הלקוחות הסופיים**") לבין שותפי ים תטיס, ואשר חלק מן הגז נשוא הסכמים אלו סופק מפרויקט תמר, והכל בהתאם למנגנון ההתחשבות, כמפורט בסעיף 7.3.4(ה) לעיל. עוד ביקשו התובעות במסגרת התביעה ליתן סעד הצהרתי לפיו התמלוגים שתשלמנה התובעות

²⁹⁸ ביום 8.12.2017 התקבלה בקשתה של תמר פטרוליום להצטרפות להליך המשפטי האמור לעיל.

בעתיד בגין הכנסות אלו יהיו על בסיס התמורה אשר תתקבל מהלקוחות הסופיים (להלן בסעיף זה: **"התמורה ההסכמית"**), בצירוף חלקה של קבוצת דלק, שאינה בעלת הזכויות בתמר (להלן ביחד עם התמורה ההסכמית: **"התמורה הכוללת"**). ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה, במובחן מטענת המדינה, הרי שהתובעות כבעלות הזכויות הן בים תטיס והן בתמר נוטלות מן הגז שברשותן כך שלא התקיימה כל מכירה בין "פרויקט תמר" ל"פרויקט ים תטיס" ועל כן עליהן לשלם תמלוגים על בסיס התמורה הכוללת בלבד. כפועל יוצא, הרי שהמדינה גובה מהתובעות תמלוגים ביתר, בגין סכומים העולים על הסכומים אשר הן מקבלות מהלקוחות הסופיים, קרי מהתמורה ההסכמית, המשקפת את שווי השוק של הגז, וזאת לנוכח היותם של הלקוחות הסופיים צד בלתי קשור. נכון ליום 31.12.2017, סעד ההשבה בגין טענת התובעות הראשית כאמור, עומד על כ-26.7 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-12.4 מיליון דולר).

לחילופין, טענו התובעות כי אף אם התקיימה מכירה כלשהי, הרי שהמכירה שהתבצעה הינה בגין חלקן של בעלות הזכויות בפרויקט תמר שאינן בעלות הזכויות בים תטיס (ישראל ודור – 32.75% ובחלק מן התקופה אף תמר פטרוליום ואוורסט – 45.5%) לבין בעלות הזכויות בפרויקט ים תטיס, כאשר יתרת הגז המסופקת ללקוחות הסופיים על ידי התובעות (67.25% ובחלק מן התקופה בה תמר פטרוליום ואוורסט בעלות זכויות – 54.5%) הינה גז שברשות התובעות שבו רשאויות הן לעשות שימוש לצורך אספקת הגז ללקוחות הסופיים כאמור (להלן בסעיף זה: **"גישת המכירה החלקית"**).

נכון ליום 31.12.2017, סעד ההשבה בגין גישת המכירה החלקית כאמור, עומד על כ-18.6 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-8.7 מיליון דולר).

בקדם משפט שהתקיים ביום 13.1.2016, ניתן תוקף החלטה להצהרת הצדדים כי יעשו מאמץ להגיע להסכמות אשר ייתרו את המשך הדיון בתובענה. נסיונות הצדדים לא צלחו ולפיכך נדרשו הצדדים להמשיך בהליך התובענה. ביום 2.11.2016 הגישו התובעות "בקשה לניהול הדיון בדלתיים סגורות והטלת איסור פרסום" וזאת בצירוף תצהיר גילוי מסמכים (להלן בסעיף זה: **"בקשת התובעות"**). ביום 17.1.2017 הגישה הנתבעת את תשובתה נשוא בקשת התובעות (להלן בסעיף זה: **"תשובת הנתבעת"**) ואילו ביום 8.3.2017 הגישו התובעות תגובתן נשוא תשובת הנתבעת. ביום 19.9.2017 התקיים דיון קדם משפט נוסף, אשר דן בבקשת התובעות לקיום הדיון בדלתיים סגורות. ביום 30.10.2017 נעתר בית המשפט לבקשת התובעות, כך שהתביעה תנוהל בדלתיים סגורות וזאת בכפוף לכך שבסיום ההליך תהא בידי הנתבעת האפשרות לעתור לפתיחת הדלתיים ולהיתר פרסום. ביום 29.11.2017 הגישה המדינה בקשת רשות ערעור לבית המשפט העליון על החלטת בית המשפט המחוזי לניהול הדיון בדלתיים סגורות (להלן בסעיף זה: **"הבר"ע"**), במסגרתה ביקשה המדינה לנהל את הדיון בדלתיים פתוחות בין היתר לאור שיקולים של פומביות הדיון. ביום 18.12.2017 נתקבלה החלטת בית המשפט העליון במסגרתה נדחה הבר"ע מטעם המדינה. דיון קדם משפט מסכם נקבע ליום

15.4.2018. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, הסיכוי שגישת המכירה החלקית תתקבל עולה על הסיכוי כי זו תידחה.

7.26.3 בעקבות החלטתו של הממונה על ענייני הנפט מיום 4.6.2014 לדחות את התוכנית לפיתוח מאגר תמר SW שהוגשה לו על-ידי שותפי תמר, לאור העובדה שחלק קטן ממאגר תמר SW גולש לרישיון ערן, הגישו שותפי תמר עתירה לבג"ץ כנגד החלטה כאמור (להלן בסעיף זה: "**העתירה**"). ביום 1.12.2014 החליט בית המשפט על מחיקת העתירה, מטעמים של אי מיצוי הליכים. במסגרת פסק הדין הוחלט שבתוך 30 יום יוגש ערעור לשר, וצוין כי החלטת השר בערעור תינתן בהקדם האפשרי תוך 3 חודשים מיום הגשתו. בהתאם להסכמה כאמור, הגישו שותפי תמר ביום 9.12.2014 ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטה בעניין.

7.26.4 ביום 25.12.2016 הוגשה בקשה לאישור תביעה ייצוגית (להלן בסעיף זה "**בקשת האישור**") בטענה כי עסקת המיזוג בין השותפות לאבנר, אושרה בהליך שאינו הוגן והתמורה ששולמה למחזיקי יחידות המיעוט באבנר, כפי שנקבעה בהסכם המיזוג, הינה בלתי הוגנת. הבקשה הוגשה כנגד אבנר, השותף הכללי באבנר וחברי הדירקטוריון בו, קבוצת דלק כבעלת השליטה באבנר (בשרשרת), וכנגד פרייס ווטרסאוס קופרס ייעוץ בע"מ PWC כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה אבנר. בין היתר נטען בבקשה, כי חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר וחברת השותף הכללי הפרו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפה את המיעוט. סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח. ביום 13.2.2017 אישר בית המשפט הסדר דיוני שלפיו הבקשה לאישור תביעה ייצוגית תתוקן על-ידי הוספת טענה לקיפוח המיעוט על-ידי קבוצת דלק. ביום 27.7.2017 הוגשו תשובות לבקשת האישור וביום 14.1.2018 הגישו המבקשים את תגובתם לתשובות כאמור. יצויין כי, ביום 6.7.2017 הורה בית המשפט, בהתאם לבקשת השותפות, על צירוף השותפות כמשיבה. דיון קדם משפט בבקשת האישור נקבע ליום 13.6.2018. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

7.26.5 החלטת רשות החשמל מיום 22.7.2013 לפצל את תעריף ייצור החשמל האחיד שהיה קיים עד לאותו מועד למספר תעריפים שונים, הביאה למחלוקת עם כלל לקוחות פרויקט תמר הצמודים לתעריף ייצור החשמל בנוגע להצמדת מחיר הגז בגין כמויות שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015. יצוין כי בימים 21.1.2015 ו-7.9.2015 פורסמו החלטות רשות החשמל על עדכון תעריפי הייצור במסגרתה צומצמו במידה ניכרת הפערים בין תעריפי הייצור השונים. נכון למועד פרסום הדוח, חזרה רשות החשמל למבנה בו קיים תעריף ייצור חשמל אחד. החל משנת 2015 נחתמו הסכמי פשרה בין שותפי תמר לבין מרבית הלקוחות הצמודים לתעריף ייצור החשמל, למעט שני לקוחות, OPC ובו"ץ. בחודש יוני 2017 פנתה השותפות יחד עם יתר שותפי תמר (למעט תמר פטרוליום ואורסט) להליך בוררות בינלאומית עם OPC, ונכון למועד פרסום הדוח, נמצאים שותפי תמר (למעט

תמר פטרוליום ואורסט) בדיונים עם בז"ן לקראת חתימת הסכם פשרה. בגין המחלוקת האמורה, כללה השותפות בדוחותיה הכספיים ליום 31.12.2017 יתרת לקוחות לזמן ארוך בסך של כ-8.1 מיליון דולר (וזאת בהתבסס, בין היתר, על התעריף המוסכם האחרון שהיה נהוג קודם לפיצול). יצוין, כי הסכומים שבמחלוקת נושאים ריבית בהתאם לתנאי הסכמי הגז שנחתמו עם לקוחות אלו. להערכת השותפות, בהתבסס על הערכת יועציה המשפטיים, קיים סיכוי של מעל ל-50% שעמדת השותפות בהליך הבוררות מול OPC, לפיה יחול על כמויות הגז שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015 תעריף ייצור החשמל האחרון שהיה נהוג קודם לפיצול, תתקבל.

7.26.6 להלן הליכים משפטיים ו/או מינהליים שהוגשו בקשר לרשיונות אשר לשותפות היו בהן זכויות:

(א) בעקבות החלטתו של הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רשיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברשיון ערן (ובהם השותפות) לשר האנרגיה ערעור על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. ביום 10.8.2014 דחה שר האנרגיה את הערעור כאמור. על החלטה זו הגישו בעלי הזכויות ברשיון ערן ובהם השותפות, ביום 17.11.2014 עתירה לבג"ץ. ביום 2.6.2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור להצעתו. בהסכמת הצדדים, מונה נשיא בית המשפט העליון (בדימו') א' גרוניס כמגשר. לעת זאת הליך הגישור טרם מוצה, ולבקשת הצדדים, התיר להם בית המשפט לשוב ולעדכן בדבר תוצאותיו עד ליום 6.5.2018.

(ב) ביום 1.4.2012 הגישה השותפות ערעור לשר האנרגיה על החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפם של רשיונות 337/אביה ו-338/קרן. בעקבות דחיית הערעור על-ידי שר האנרגיה, הגישה השותפות ביום 12.3.2015 עתירה לבג"ץ, אשר נדחתה ביום 25.1.2017.

(ג) ביום 14.12.2015 הגישו השותפים ברשיון בקשה לממונה על ענייני הנפט להכרזת מאגר דולפין, המצוי בשטח רשיון חנה, כתגלית, כמשמעה בחוק הנפט ולקבלת חזקה בהתאם להוראות חוק הנפט. ביום 21.7.2016 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפים ברשיון חנה על החלטתו שלא להכיר במאגר דולפין כתגלית. על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור, הגישו השותפים ברשיון חנה ביום 18.8.2016 ערעור לשר האנרגיה. ביום 12.6.2017 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיון על החלטתו לדחות את הערעור.

7.27 יעדים ואסטרטגיה עסקית

אסטרטגיית השותפות ויעדיה הינם, מיצוי הפוטנציאל הכלכלי של נכסי הנפט בהם היא מחזיקה לצד בחינת רכישת נכסי נפט נוספים. מימוש האסטרטגיה נעשה בעיקר באמצעות קידום פיתוחם של נכסי נפט שבבעלותה, ובראשם מאגרי לוויטן ואפרודיטה, בלוחות הזמנים והתקציב המתוכננים, המשך הפקה מיטבית מנכסי הנפט המפיקים שבבעלותה, ובראשם

מאגר תמר, וכן קידום אפשרויות לשימוש, פיתוח והרחבה של תשתיות הולכת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות לשוק המקומי ולשווקי הייצוא.

לשם כך, פועלת השותפות, בין היתר, להגדלת הביקושים לגז טבעי, הן באמצעות הרחבה והטמעה של השימוש בגז טבעי במשק המקומי והן באמצעות ייצוא של גז טבעי למדינות שכנות בצנרת ו/או באמצעות הנזלתו ושיווקו לשווקים גלובאליים.

בנוסף, בכוונת השותפות לפעול לבחינת הפוטנציאל לממצאי גז ו/או נפט נוספים בנכסי הנפט שלה, ו/או ברשיונות חדשים, בישראל ו/או מחוצה לה, אם וככל שיוענקו לה.

כמו כן, בוחנת השותפות את האפשרות להירשם, במישרין או בעקיפין למסחר, או לרשום את נכסיה, כולם או חלקם, למסחר, בבורסה נוספת בעולם המתאימה יותר לפעילות חיפוש, הפקה וייצוא של גז טבעי ונפט. יצוין כי אין כל וודאות שהשותפות תצליח בתהליכים כאמור. ההשקעות הנדרשות בפעילות השותפות מחייבות אותה להשקעת אמצעים כספיים משמעותיים וכן לרכישת ידע ומומחיות נוספים בתחומי הפעילות הקיימים והעתידיים. בכוונת השותפות לשקול ולעשות שימוש במגוון האמצעים העומדים לרשותה לגיוס כספים, בדרך של חוב ו/או הון עצמי, וזאת בנוסף לשימוש בעודפי ההכנסות העתידיות מפרויקט תמר, ובעודפי המזומנים הנמצאים ברשותה, ובתמורות שהתקבלו ויתקבלו ממכירת נכסים בהתאם למתווה הגז, וזאת כמפורט בסעיף 7.20.1 לעיל.

7.27.1 בפרויקט תמר

(א) השותפות החלה במכירת זכויותיה בפרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "**הפרויקט**"), בהתאם לקבוע במתווה הגז (כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)2 לעיל), ובחודש יולי 2017 הושלמה עסקת מכירת 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית לתמר פטרולים. לפרטים נוספים אודות העסקה ראו סעיף 1.1.7 לעיל.

(ב) עד למכירת יתרת זכויותיה בפרויקט פועלת השותפות להשאת ערך הפרויקט, וזאת, בין היתר, בדרכים הבאות:

1. המשך אספקה מיטבית של גז טבעי וקונדנסט מהפרויקט, בהתאם להסכמים שנחתמו וכן ניהול מו"מ והתקשרות בהסכמים נוספים למכירת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים הפוטנציאליים השונים בישראל ובאזור.

2. המשך קידום פרויקטים לייצוא באמצעות צנרת מהפרויקט, לצרכנים במצרים ובירדן. לפרטים אודות הסכם ייצוא מפרויקט תמר לדולפינוס, לפרטים ראו סעיף 7.11.5(א)2 לעיל.

3. הרחבת יכולת האספקה של הפרויקט, כמפורט בסעיף 7.3.4(ג) לעיל, בין היתר בהתבסס על הסכם הייצוא לדולפינוס, כמפורט לעיל או באמצעות חלופות נוספות, כגון הקמת מתקן צף להנזלה של גז טבעי (FLNG), כמפורט בסעיף 7.12.2(ג) לעיל.

4. בחינת הפוטנציאל הגיאולוגי במטרות העמוקות שבשטח חזקת תמר. להערכת השותפות, תגלית נפט בשכבות העמוקות בחזקת לויטן

עשויה להוות אינדיקציה חיובית למציאת נפט בשכבות העמוקות במים הכלכליים בישראל, בין היתר בחזקת תמר.

5. בחינה וקידום חלופות שונות למכירת מלוא זכויותיה של השותפות בפרויקט בהתאם לקבוע במתווה הגז (כמפורט בסעיף 7.23.2(ה) לעיל), לרבות באופן של מכירה לצד שלישי ו/או מכירה באמצעות הנפקה לציבור ו/או מכשירים הוניים שונים מתאימים.

7.27.2 בפרויקט לווייתן

(א) השותפות פועלת לפיתוח מהיר של שלב 1א' בתכנית הפיתוח למאגר לווייתן (להלן בסעיף זה: "המאגר"), במטרה להתחיל בהזרמת גז טבעי עד סוף שנת 2019 (לתיאור תוכנית הפיתוח ראה סעיף 7.4.5 לעיל).

(ב) במקביל פועלת השותפות לשיווק הגז הטבעי והקונדנסט שיופק מהמאגר, ללקוחות נוספים מעבר לאלו עמם נחתמו הסכמים או מכתבי כוונות, כמפורט בסעיף 7.11.5(ב) לעיל, ובעיקר לשוק המקומי ולמדינות באזור (בעיקר: ירדן, מצרים, והרשות הפלסטינית).

(ג) קידום פיתוח שלב 1ב' בתכנית פיתוח המאגר, בקיבולת של כ-9 BCM נוספים לשנה, כמפורט בסעיף 7.4.5(ב) לעיל, לצורך אספקת גז טבעי לשווקי יעד וללקוחות נוספים ובהם השוק המקומי המצרי או מתקן ההנזלה של Shell, הקיים בעיר אידקו שבמצרים (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.5(ב) לעיל), או לשוק הטורקי באמצעות צנרת ייעודית שתיבנה (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ב) לעיל).

(ד) ככל שיעלה בידי השותפות לחתום על הסכם מחייב עם לקוחות בשוק המצרי (משק מקומי או ייצוא באמצעות LNG, דוגמת Shell) או עם לקוחות בשוק הטורקי, כמצוין בס"ק (ג) לעיל, תפעל השותפות לקידום פיתוח שלבים נוספים לפיתוח המאגר, מעבר ל-21 BCM בשנה, כמפורט בסעיף 7.4.5 לעיל, על מנת לייצא גז טבעי לאחת האלטרנטיבות שלא התממשה במסגרת שלב 1ב' כאמור ו/או לאלטרנטיבות נוספות בהתאם לביקושים הנוכחיים והצפויים בשווקי יעד נוספים. יצוין כי, הגידול בביקושים במשק הישראלי, לצד הגידול בביקושים לשוק המקומי בירדן ובמצרים, עשויים לקדם פיתוח של שלב 1ב' בתכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן, מתוך מטרה לספק גז טבעי לשווקים הללו.

(ה) בחינת ההתכנות הטכנו-כלכלית של הקמת מתקן FLNG בהתבסס על גז טבעי ממאגר לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ג) לעיל.

(ו) קידום שילובו של קידוח אקספלורציה למטרות נפט בחזקות לווייתן.

7.27.3 בבלוק 12 – קפריסין

קידום תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה, כאמור בסעיף 7.6.11 לעיל, ומסחור הגז אל שווקי היעד, קרי: השוק המקומי הקפריסאי וייצוא לשוק המצרי, ובמקביל בחינת אפשרויות נוספות לפיתוח מאגר אפרודיטה, לרבות האפשרות לשלב את

פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים של ישראל, לרבות מאגר לויתן.

7.27.4 אופטימיזציה של התשתיות

בכוונת השותפות לבחון, ביחד עם שותפיה בנכסי הנפט השונים ובעלי תשתיות אחרים, אפשרויות אופטימיזציה של תשתיות קיימות לפרויקטים השונים, ובכלל זה תשתיות הולכה משותפות לייצוא גז טבעי לשווקי יעד שונים וזאת, בין היתר, לצורך הוזלת עלויות הולכה והגדלת ההיתכנות לקידום פרויקטים שונים. כך לדוגמא, בוחנת השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקט לויתן ובמאגר אפרודיטה, אפשרות הקמת צינור משותף להולכת גז טבעי לצרכנים במצרים. לפרטים אודות האפשרויות להזרמת הגז למצרים שנבחנות על ידי השותפות ראו סעיף 7.12.2(ב) להלן.

7.27.5 חיפושי נפט וגז

השותפות פועלת להמשך פעילות חיפושים של גז טבעי ו/או נפט בשטחי נכסי הנפט שלה וברישיונות חדשים, בישראל ובעולם, אם וככל שיוענקו לה, תוך התמקדות בפרוספקטים בעלי הפוטנציאל הגדול ביותר ותכנון ביצועם של קידוחי חיפוש נוספים, ככל שיאושרו, ובכלל זה קידוחים למטרות נפט ובראשם קידוח למטרות נפט בחזקות לויתן.

7.27.6 הגדלת הביקושים לגז טבעי

השותפות פועלת להגדלת הביקושים לגז טבעי, בין היתר, בדרכים הבאות:

(א) ביום 2.10.2017, חתמה השותפות על מזכר הבנות בלתי מחייב עם חברת האנרגיה הרוסית, PJSC Gazprom, במסגרתו בוחנים הצדדים שיתוף פעולה אפשרי ויפעלו להקמת צוותי עבודה משותפים לצורך קידום פרויקטים חדשים המבוססים על גז טבעי, ובעיקר פיתוחים חדשים בתחום התחבורה המונעת בגז. מזכר ההבנות האמור נחתם בהמשך ובהתאם למזכר הבנות שנחתם ביום 7.6.2016 בין משרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים הישראלי ומשרד האנרגיה הרוסי, בנוגע לשימוש בגז טבעי כדלק לתחבורה.

להערכת השותפות, בהתחשב בכך שצריכת הסולר לתחבורה בישראל כיום הינה בהיקף שווה ערך לכ- 3 BCM גז טבעי לשנה, פרויקטים כאמור עשויים להביא לגידול בביקושים הפוטנציאליים של גז טבעי.

(ב) למיטב הבנת השותפות, ועל בסיס הערכות ראשוניות ולא מחייבות, ייצור אלומיניום ראשוני ('Primary Aluminum') הוא תעשייה מבוססת ומרובת שנים בעולם, העושה שימוש בכמויות נרחבות של חשמל, לצד חומרי גלם אחרים נוספים, כחלק מתהליך ייצור האלומיניום. למיטב ידיעת השותפות, נצרכו בעולם בשנת 2017 כ-59 מיליון טון של אלומיניום, כאשר קצב הגידול בצריכת אלומיניום בעולם נמצא במגמת גידול מתמשכת. כך, בשנים 2010-2017 עמד קצב הגידול בצריכת אלומיניום בעולם על כ- 6.5% בשנה בממוצע. למיטב הבנת השותפות, הקמת מפעל אלומיניום בעל כושר ייצור שנתי משמעותי

בישראל עשויה להביא להגדלה נוספת בביקוש המקומי לגז טבעי, תוך יצירת תועלות כלכליות לכלכלה הישראלית – לרבות הגדלת הייצוא של ישראל, יצירת מקומות תעסוקה חדשים לשנים רבות, חיזוק תעשיית האלומיניום המשנית הקיימת בישראל, יצירת תעשיות המשך נוספות, משיכת חברות בינלאומיות המתמחות בייצור אלומיניום ראשוני לפעילות בישראל, הגדלת הפעילות הכלכלית בנמלי הים של ישראל, ועוד. על מנת לבסס את ההערכות הראשוניות והלא מחייבות, התקשר השותף הכללי עם חברת ייעוץ הנדסית גלובאלית מובילה לביצוע בדיקות מקדמיות מקיפות להיתכנות הקמת מפעל ייצור אלומיניום ראשוני בישראל. בדיקות אלו כוללות, בין היתר, בחינת טכנולוגיות מתאימות, בחינה הנדסית (מיקומים אפשריים למפעל אלומיניום, מתקנים נדרשים בנמלי הים ומתקנים נוספים), כוח אדם נדרש, היבטיים סביבתיים, פן לוגיסטי ותפעולי, עלויות הקמה ועלויות תפעול, ועוד. תוצאות הבדיקה כאמור יאפשרו הבנה טובה יותר של הכרוך בכך, לרבות בפן התפעולי, ההנדסי, הכלכלי והמסחרי, וצפויות לסייע לשותף הכללי לקדם את הפרויקט האמור, ובכלל זה לאיתור משקיעים פוטנציאליים בפרויקט.

בהתאם להערכתה הראשונית של השותפות, פרויקט כאמור, ככל שיכלול כושר ייצור שנתי של כ-1 מיליון טון אלומיניום לשנה, ושיכלול הקמת תחנת כוח של כ-1,600 מגה וואט, משמעו ביקושים פוטנציאליים של גז טבעי בהיקף של עד כ-2 BCM לשנה.

האסטרטגיה ויעדיה של השותפות כמפורט לעיל הינם בגדר כוונות ויעדים כלליים וככאלו אין כל ודאות כי יתממשו, בין היתר, עקב שינויים בפרויקטים השונים, שינויים בתנאי השוק, שינויים גיאופוליטיים, שינויים ברגולציה ובחוקי המס, שינויים בסדרי העדיפויות כתוצאה מתוצאות הקידוחים והסקרים שיבוצעו וכן עקב אירועים בלתי צפויים וגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.29 להלן.

7.28 כיסוי ביטוחי

השותפות עורכת מעת לעת את הביטוחים המקובלים בתחום האנרגיה לחיפוש, פיתוח והפקת גז טבעי בשינויים המחויבים מדרישות החוק, הרגולציה, תנאי הרישיון, דרישות הגופים המממנים ומהיקפי פעילות השותפות וחיפופותיה.

הביטוחים נערכים בפוליסות קבוצתיות הכוללות מספר מבוטחים, המכסות את הנכסים והחברות בפעילויות השונות של השותפות וזאת רק כנגד חלק מהסיכונים האפשריים, כמקובל בענף החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי, הכל בכפוף לאמור לעיל. מערך הביטוח מכסה, בין היתר, הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well), כיסוי מסוים לסיכונים פוליטיים, נזקי רכוש ואובדן תוצאתי מסוים הנלווה לנזקי הרכוש המבוטח בשלב ההפקה, סיכונים לעבודות קבלניות בעת פיתוח הנכסים (לרבות פיתוח מאגר לווייתן) וכן חבויות בגין נזק לגוף ולרכוש שנגרם לצד שלישי עקב פעילות הקידוח, ההקמה וההפקה לרבות נזקי זיהום כתוצאה מאירוע תאונתי.

הביטוחים המפורטים לעיל נערכים בחלקם באופן עצמאי ובחלקם במסגרת מערך הביטוחים של נובל. פוליסות הביטוח כפופות להסכמי שיעבוד והמחאות זכויות בהתאם להסכמי מימון אשר נחתמים מעת לעת.

יצוין, כי השותפות עוקבת מעת לעת אחרי שינויים בערכו של הרכוש המבוטח כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על-פי החשיפה ביחס לעלויות הביטוח והיצע הביטוח בעולם לענף האנרגיה. כתוצאה מכך השותפות יכולה להחליט על צמצום הכיסוי הנרכש ו/או הקטנה של סכום הביטוח הנרכש ו/או מחליטה שלא לרכוש כלל ביטוח עבור סיכון זה או אחר.

עוד יצוין, כי השותפות התקשרה בהסכם עם קבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "הערב"), לפיו העמיד הערב ערבות ביצוע לטובת רפובליקת קפריסין בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 כמפורט בסעיף 7.6.3 (יג) לעיל. כתנאי למתן הערבות כאמור, נדרשה השותפות לערוך ביטוח נוסף לשביעות רצונו של הערב, זאת מעבר למערך הביטוח הנהוג אצלה, באופן המכסה בגבולות אחריות גבוהים יותר, בשלב ביצוע עבודות הקידוח, בקשר עם ביטוח חבויות כלפי צדדים שלישיים וכן הוצאות בגין השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי נזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי.

לפרטים אודות הסיכון בהיעדר כיסוי ביטוחי מספיק ראו סעיף 7.29.7 להלן.

7.29 גורמי סיכון

חיפושי נפט וגז טבעי ופיתוח ממצאים של נפט וגז טבעי וההפקה מהם, כרוכים בהוצאות כספיות גדולות ובדרגה גבוהה ביותר של סיכון כספי, בעיקר מהטעמים המפורטים להלן. הדברים מקבלים משנה תוקף בכל הנוגע לפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים.

7.29.1 שינויים במחירי הדלקים בעולם ו/או בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או במקורות אנרגיה אחרים

המחירים המשולמים על-ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי שבמאגרים אשר השותפות שותפה בהם נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל אליו מוצמדים הסכמי הגז ללקוחות חשמל פרטיים, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), ממחיר חבית מסוג ברנט (Brent) וכן ממחירי הדלקים החליפיים לגז, כגון מזוט וסולר. לפרטים אודות ההצמדות השונות בנוסחאות מחירי הגז הטבעי, ראו סעיף 6.8.1 לעיל. בקשר לתעריף ייצור החשמל, יצוין כי השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו.

ירידה במחירי הדלקים החליפיים ו/או במחירי הברנט ו/או בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים אותם תוכל השותפות לקבל מלקוחותיה בגין הגז הטבעי שימכר על-ידה ו/או להשפיע על כדאיות ההפקה מהמאגרים בהם היא שותפה וממאגרים חדשים שיתגלו (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות. בנוסף לכך, שינוי משמעותי במחירי מקורות אנרגיה אחרים (לרבות פחם ותחליפי גז אחרים) יכול לגרום לשינוי במודל השימוש של חברת החשמל כך שתינתן העדפה לתחנות כוח המופעלות באמצעות

פחם, לעומת תחנות כוח המופעלות באמצעות גז טבעי ולהיפך, וזאת בכפוף לדינים העוסקים בענייני איכות הסביבה.

7.29.2 גיאופוליטיקה

המצב הביטחוני והכלכלי בישראל וכן המצב הפוליטי במזרח התיכון עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים, לרבות במזרח התיכון, להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים, לרבות השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. מספר מדינות וארגונים שונים עדיין מגבילים את הפעילות העסקית בישראל ואת עסקיהם עם חברות ישראליות. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון עלולה לפגוע ביכולתה של השותפות לקדם את עסקיה עם מדינות וגופים כאמור ולייצא גז למדינות שכנות. כמו כן, הרעה במערכת היחסים הבילטרלית בין ישראל לשכנותיה בשוקי היעד הרלוונטיים, מטעמים בטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עשויים להשפיע לרעה על יכולת השותפות לייצא גז מפרויקטיה השונים.

7.29.3 קשיים בקבלת מימון

לצורך קידום שלבי פיתוח נוספים בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן ו/או הרחבתו של פרויקט תמר ו/או פיתוחם של מאגרים נוספים בעתיד, תזדקק השותפות למקורות מימון משמעותיים נוספים. במקרה של משבר כלכלי המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין ובהחמרת הדרישות של הגופים המממנים להעמדת מימון, עלולה השותפות להיתקל בקשיים בקבלת מימון בנקאי ו/או חוץ-בנקאי בתנאים שיהיו נוחים לה או בכלל.

7.29.4 תחרות באספקת גז

בשנים האחרונות נתגלו בישראל מספר מאגרי גז משמעותיים בהיקפים העולים באופן משמעותי על הערכות משרד האנרגיה ביחס לביקושים לגז במשק המקומי. לאור אישור מתווה הגז, בשנים הקרובות יפותחו לפחות שני מאגרים נוספים: מאגר לויתן וכן מאגרי כריש ו/או תנין, אשר צפויים להוות ספקים משמעותיים נוספים של גז טבעי למשק המקומי. לפיכך, צפוי כי חלק מעתודות הגז מפרויקטי תמר ולויתן ייעודו לצרכי ייצוא, בכפוף להגבלות בדבר ייצוא גז טבעי כפי שנקבעו בהחלטת הממשלה בדבר ייצוא (כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)2 לעיל). כמו כן, ייתכן ויתגלו ממצאים נוספים בעתיד, הן בישראל והן במדינות נוספות באגן המזרחי של הים התיכון, אשר פיתוחם עשוי להוביל לכניסת מתחרים נוספים באספקת גז טבעי למשק המקומי ולמדינות שכנות. בנוסף, בהתאם למתווה הגז, מכרה השותפות את החזקותיה במאגרים כריש ותנין וזכויות בשיעור של 9.25% מהחזקותיה במאגרים תמר ודלית והיא נדרשת למכור את יתר החזקותיה במאגרים תמר ודלית לצדדים שלישיים בלתי קשורים (כמפורט בסעיף 7.23.1(ב)2 לעיל). לפיכך, לאור ההיקף הקטן של משק הגז המקומי, כניסה של מתחרים נוספים לשוק הגז המקומי וההגבלות על היקף הגז שניתן לייצא, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות משמעותית במכירת עתודות גז שנתגלו על-ידה או שיתגלו על-ידה בעתיד למשק המקומי ולמדינות השכנות. בנוסף, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות מול

מקורות אנרגיה חלופיים, כגון: פחם, דלקים נוזליים (כגון סולר ומזוט), ומקורות של אנרגיה מתחדשת. תחרות באספקת גז טבעי לשוק המקומי ולמדינות שכנות עלולה לפגוע ביכולתה של השותפות לשווק את כל עתודות הגז שנתגלו על-ידה או שיתגלו (ככל שיתגלו) (על-ידה בעתיד ו/או להביא להפחתה במחיר בו תמכור השותפות את הגז הטבעי ובכך לפגוע בהכנסותיה. בנוסף, ככל שחברת החשמל תבקש התאמה של המחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם שנחתם עימה, אזי עלולה להיות לכך השפעה שלילית על עסקי השותפות (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.4(א)4 לעיל). לפרטים נוספים אודות התחרות באספקת גז בישראל ובקפריסין, ראו סעיף 7.14 לעיל. לפרטים אודות אופציה שניתנה לרוכשי גז טבעי להקטנת הכמויות תחת הסכמי הגז שנחתמו עימם ראו סעיפים 7.11.4(א)3 ו-7.11.4(ב)1. לעיל. לפרטים אודות החלטת רשות החשמל המתמרצת את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמי מכירת ורכישת גז, במחיר הנמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז, ובנוסף מתמרצת יצרני חשמל פרטיים להתקשר בהסכמים לרכישת גז טבעי עם ספקי גז חדשים שאינם שותפי תמר ראו סעיף 7.23.5(יא) לעיל.

מגבלות על ייצוא

7.29.5

במאגרי הגז הטבעי בהם שותפה השותפות היקף גדול יותר של עתודות גז מהביקוש של השוק הפוטנציאלי בישראל ובקפריסין בשנים הקרובות. לפיכך, תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות למסחור הגז, ובכלל זה האפשרות לייצוא הגז ומכירתו לשוק הבינלאומי. החלטת הממשלה בעניין ייצוא, המפורטת בסעיף 7.23.1(ג)2.א לעיל, מגבילה את כמות הגז שניתן לייצא. לפרטים אודות הקמת צוות לבחינה תקופתית של המלצות ועדת צמח ראו סעיף 7.23.5(א)12 לעיל. הפחתת כמויות הגז הטבעי לייצוא בשל בחינה מחודשת של המלצות ועדת צמח עלולה להביא לפגיעה משמעותית בעסקי השותפות. בנוסף לכך, האפשרות לייצוא הגז ומכירתו תלויה בגורמים רבים אשר לגביהם קיימת אי ודאות גבוהה, כגון יחסי החוץ של מדינת ישראל ורפובליקת קפריסין עם מדינות המהוות שווקי יעד ליצוא הגז, הקמת מערך ייצוא ושינוע הכפוף לאישורים רגולטורים שונים, כדאיות כלכלית להקמת מערך כאמור, איתור לקוחות פוטנציאליים בשוק הבינלאומי ומציאת מקורות מימון להשקעות הנדרשות לפיתוח ולהקמת מערך הייצוא.

תלות בתקינות מערכת ההולכה

7.29.6

יכולתה של השותפות לספק את הגז שנתגלה על-ידה לצרכנים הקיימים ולצרכנים פוטנציאליים נוספים בישראל ולייצוא, לרבות לחברת החשמל מותנה, בין היתר, בפיתוחן ותקינותן של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז, של רשתות החלוקה האזוריות ושל צנרות המחברות לצרכנים במדינות שכנות. כל תקלה או הפרעה משמעותית במערכת ההולכה הארצית עשויה להגביל את יכולתה של השותפות לספק גז ללקוחותיה, תוך חשיפתה לאובדן הכנסות והליכים משפטיים פוטנציאליים, להם עלולה להיות השפעה שלילית על עסקי השותפות.

7.29.7

סיכוני תפעול והיעדר כיסוי ביטוחי מספיק

פעולות חיפושי נפט וגז, פיתוח והפקה חשופות למגוון סיכונים, וביניהם, להתפרצות בלתי מבוקרת של נוזלים וגז מבור הקידוח, התפוצצות, התמוטטות בור הקידוח והתלקחות, תקלות, תאונות ואירועים אחרים העלולים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה, אשר כל אחד מהם עשוי לגרום להרס או נזק של בארות נפט או גז, מתקני ההולכה וההפקה, ציוד חיפושים, גוף ורכוש של צדדים שלישיים, לרבות סיכונים הנובעים מחציית תשתיות של צדדים שלישיים וצדדים קשורים במהלך עבודות פיתוח מאגר לווייתן. סיכון נוסף אפשרי הוא, תפיסתם של כלים בבור הקידוח באופן שהמשך הקדיחה יהיה בלתי אפשרי או כרוך בהוצאות גדולות. במידה ויקרו אירועים כאמור בים עלולות התוצאות להיות חמורות ביותר ועלולים להיגרם נזקים כבדים ביותר. כמו כן קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום עקב התפרצות ו/או נזילה של נוזלים ו/או דליפה של גז או חומרים מסוכנים אחרים. על אף שהשותפות מבוטחת בכיסוי נזקים שונים אשר עלולים להיגרם בקשר לפעילותה, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי בפוליסות השונות שנערכו (חלקם מכוסים באופן חלקי בלבד וחלקם אינם מכוסים כלל), ולפיכך תקבולי הביטוח, ככל שיתקבלו, לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים (הן לעניין נזקים לצדדים שלישיים (לרבות במהלך חציית תשתיות), הן לעניין אבדן הכנסות אפשרי, הן לעניין עלויות ההקמה של מערך ההפקה במקרה של אירוע בגינו יגרם נזק למערך ההפקה לרבות עקב טרור, מלחמה, ואובדן שליטה בבאר והן לנזק לרכוש מכל סוג בתוך הבאר). כמו כן, אין כל וודאות כי ניתן יהיה להמשיך לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. זאת ועוד, לגבי ביטוחים מסוימים, כגון סייבר וזיהום הדרגתי, עשויה השותפות להחליט שלא לעורכם כלל. משכך, במקרה של אסון בקנה מידה גדול, הביטוחים אשר נערכו עלולים שלא להספיק לכיסוי מלוא הנזקים לשותפות ו/או לצדדים שלישיים, לרבות בכל הנוגע לנזקי זיהום סביבתי. סיכונים אלו, אם יתממשו, עלולים לגרום לדחיות ועיכובים בפעילויות הפיתוח וההפקה של השותפות, ובמקרה קיצון אף עלולים להביא את השותפות לחדלות פירעון וכן אירועים אלה עלולים לגרום לפגיעה בעסקי השותפות או להיות בעלי השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או תחזיותיה. יצוין, כי ההחלטה על סוג והיקף הביטוח נקבעת בדרך כלל בנפרד לגבי כל קידוח ו/או פעילות תוך התחשבות, בין היתר, בעלות הביטוח, טיבו והיקפו של הכיסוי המוצע, דרישות הרגולציה, היכולת להשיג כיסוי מתאים בשוק הביטוח והסיכונים הצפויים.

7.29.8

סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים

כיום, אין בישראל קבלנים לביצוע קידוחים, עבודות פיתוח וסקרים סייסמיים בים מהסוג שמבצעת השותפות, ולפיכך מתקשרת השותפות עם קבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. כך לדוגמא, מתקשרת השותפות באמצעות המפעיל, עם קבלנים וספקי ציוד לצורך הקמת מערך ההפקה של פרויקט לווייתן. זאת ועוד, מספר המתקנים המסוגלים לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים

בפרט הינו קטן יחסית ואין כל בטחון כי ימצא מתקן מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להן. עקב כך, עשויות הפעולות הנ"ל בים להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות, או כל חלק מהן. רוב הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע הפעולות הנ"ל לא ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך יש צורך להזמין שרותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. התקשרות עם קבלנים זרים לביצוע פעולות חיפושי נפט ו/או גז טבעי, הפיתוח וההפקה בים (לרבות קבלנים לביצוע עבודות תחזוקה ותיקונים) עלולים להיתקל בקשיים גם עקב מצבה הפוליטי והבטחוני של מדינת ישראל. מחיר השירותים והעלויות של פעולות חיפוש, פיתוח והפקה נקבעים על פי ההיצע והביקוש בשווקים המושפעים בין היתר ממחירי הסחורות, שינויי רגולציה, היצע של מוצרים חליפיים ורמת הפעילות בענף.

7.29.9 סיכוני פעילות חיפוש והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים

חיפושי נפט וגז אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון, בין השאר, במקרה של כישלון בקידוחי ניסיון עלולים כל כספי ההשקעה לרדת לטמיון. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפוש וההערכות לגבי גודל מאגרים ומשאבי הגז ו/או הנפט שבהם עשויים להתבסס במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות שלא הוכחו. מובן שלא ניתן להבטיח כי יתגלו כתוצאה מפעולות חיפוש אלו נפט או גז בכלל או כאלה שיהיו ניתנים להפקה ולניצול מסחריים. יתר על-כן, קיים חוסר מידע גיאולוגי וגיאופיזי ישיר לגבי חלק מהאזורים הימיים של נכסי הנפט של השותפות, וזאת, בין היתר, בשל מיעוט הקידוחים שבוצעו באזורים אלו ומיעוט האינפורמציה שניתן לקבל מהם. בנוסף, בהתאם לאמור לעיל, ייתכנו אף שינויים מעת לעת בהערכות בדבר היקף משאבי הגז במאגרים. כמות הנפט והגז המוערכת במאגרים המפיקים נפט וגז בתקופה המדווחת נקבעת מדי שנה, בין היתר, על-פי חוות דעת של מומחים בלתי תלויים להערכת משאבים של מאגרי נפט וגז. הערכה של משאבי הגז כאמור הינה תהליך סובייקטיבי המבוסס על הנחות שונות ועל מידע חלקי ועל-כן הערכות לגבי אותם מאגרים, המבוצעות על-ידי מומחים שונים, עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור האמור יצוין, כי המידע המופיע בדוח לעניין משאבי הגז במאגרים השונים, הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות, ולכן ייתכנו שינויים מעת לעת בהערכות בדבר היקף משאבי הגז והקונדנסט הניתנים להפקה מהמאגרים השונים. כמו כן, אומדן עתודות הגז משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות. ההפחתה מבוצעת בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים המפיקים בשיעור הנקבע על-פי כמות יחידות הגז שהופקו בפועל מחולק בעתודות הגז המוכחות על-פי הערכת עתודות לתחילת התקופה הרלוונטית. לאור המהותיות של ההפחתות יכולים להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

7.29.10 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים

עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפוש ופיתוח, ולוחות זמנים משוערים לביצוע מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ויכולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפוש עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. תקלות תוך כדי פעולות חיפוש ופיתוח וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאה בפועל שתידרש לשם השלמת פעולות החיפוש תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה. במקרים מסוימים עשויה השותפות, עקב האמור, גם לוותר על ביצוע פעולות מסוימות בנכסי הנפט הנדרשות בהתאם לתכניות העבודה שלהם, ועקב כך עלולה לאבד את זכויותיה בהם.

7.29.11 חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה

יתכן ופעולות חיפוש מוצעות, פיתוח התגליות של השותפות והרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן ושימור יכולת ההפקה מהם תהיינה כרוכות בהוצאות כספיות אשר לשותפות לא יהיו אמצעים לכסותם. על-פי הסכמי התפעול המשותפים, אי תשלום במועד של חלק השותפות בתקציב מאושר לביצוע תוכנית עבודה מאושרת מהווה הפרה העלולה להביא לאבדן הזכויות של השותפות בנכסי הנפט אשר הסכם ו/או הסכמי התפעול חל ו/או חלים עליהם.

בנוסף, בשל אחריותו של כל צד להסכם התפעול המשותף לשלם במועד את חלקו היחסי, במצב בו צדדים אחרים לא שילמו סכומים שאמורים היו לשלם תוך כדי הפרת ההסכם, עלולה השותפות להתחייב בתשלום סכומים העולים באופן ניכר על חלקה היחסי בהתאם לשיעור השתתפותה בנכסי הנפט שלגביו/הם בוצעה ההפרה, ואם לא תעמוד בתשלום זה במועד – תסתכן באובדן כל זכויותיה בנכסים אלו. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות פיתוח וקידוחים ימיים, עלולות החרגות (הן הצפויות והן הבלתי צפויות) להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות ועקב כך תאבד את זכויותיה.

7.29.12 סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא

תהליך קבלת ההחלטות לגבי ביצוע השקעה בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו ופעולות ביניים שעד להפקה המסחרית וכן ביצוע הפיתוח וההפקה המסחרית עשוי להימשך תקופות ארוכות ולהיות כרוך בהוצאות כספיות ניכרות. פיתוח והפקה במים עמוקים (כדוגמת עומק המים בממצאי הגז הטבעי תמר ולווייתן) הינם פעילות מורכבת בעלת סיכון גבוה הדורשת הקמת מתקני הפקה מיוחדים.

7.29.13 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים

ביצוע פעולות בנכסי הנפט של השותפות טעון אישורים שונים. למיטב ידיעת השותפות, האישורים העיקריים הדרושים הינם אישורים מכח חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, אישורי שלטונות הבטחון וצה"ל, רשות שמורות הטבע, רשויות איכות הסביבה, מינהל התעופה האזרחית, רשות מקומית ו/או ועדות לתכנון ובניה,

משרד החקלאות - אגף הדיג, רשות הנמלים וגורמי ספנות במשרד התחבורה. השגת אישורים אלה עשויה להיות כרוכה בהוצאות נוספות מעבר לתקציבים שיועדו לפעולות האמורות, או לגרום לדחיה במועד ביצוע הפעולות המתוכננות. מבלי לגרוע מהאמור, חלק מפעילותה של השותפות, כפוף לתיאום וקביעת לוח זמנים עם רשויות הבטחון. תלות זו ברשויות הבטחון עשויה לשבש את תכניות השותפות ביחס לפעולות אלה, הן מבחינת עצם היכולת לבצע את הפעולות המתוכננות והן מבחינת לוח הזמנים והעלויות של פעולות אלה.

7.29.14 שינויים רגולטורים

במסגרת תחום הפעילות של השותפות בישראל נדרשים אישורים רגולטורים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד הבטחון, המשרד להגנת הסביבה, רשויות המס ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ו/או בתקנות ו/או בהנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות ופורסמו מספר החלטות, חוקים והנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות והכוללים, בין היתר, את מתווה הגז כמפורט בסעיף 7.23.1 לעיל ובפרט את חובת השותפות למכור את החזקותיה בפרויקט תמר. החמרת הרגולציה בכל הקשור לחיפוש, פיתוח והפקה, תנאי האספקה של גז טבעי, ייצוא גז טבעי, מיסוי רווחי נפט וגז, כללים להקצאה, העברה ושעבוד של זכויות נפט, הגבלים עסקיים, פיקוח על מחירי הגז, אסדרה תכנונית וכיוצא בזה, עלולה להשפיע לרעה על עסקיה של השותפות. לפרטים נוספים בנוגע לרגולציה החלה על פעילות השותפות ראו סעיף 6.8.2 לעיל.

7.29.15 אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי

כפי שצוין בסעיף 7.23.5(ב) לעיל, ביום 22.4.2013 פורסם צו פיקוח על מחירי מצרכים ושירותים (החלת החוק על גז טבעי וקביעת רמת פיקוח), התשע"ג-2013, המטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירים. חובת הדיווח כאמור חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט. בהתאם למידע שיתקבל ייבחן הצורך להטיל פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר. במקרה בו יוטל פיקוח על המחירים, ויקבע מחיר מירבי הנמוך מהמחירים הקבועים בהסכמים למכירת גז טבעי של השותפות, ככל שקביעה זאת תעמוד בבחינה משפטית, עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, שהיקפה ייגזר מהמחיר המירבי שיקבע. מאידך, פיקוח על מחירים עשוי להקשות על כניסת ספקים מתחרים ובכך לסייע לעסקי השותפות. בהתאם למתווה הגז, נעשתה פניה לוועדת הפיקוח על המחירים וזו החליטה כי כל עוד יעמדו השותפות ונובל בכל תנאי המתווה, יש להותיר את הפיקוח ברמת דיווח על רווחיות ומחירים וזאת למשך תקופת המעבר כהגדרתה בסעיף 7.23.1(ג) לעיל.

7.29.16 בקשה לאישור תובענה ייצוגית בקשר עם המחיר בהסכם עם חברת חשמל

יצוין כי ככל שתתקבל התובענה הייצוגית שהוגשה על ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר כאמור בסעיף 7.26.1 לעיל ותתקבל החלטה סופית וחלוטה, עשויה להיות לכך השפעה לרעה על המחירים בהם ימכרו השותפות ויתר שותפי תמר גז טבעי ללקוחותיהם, שהיקפה ייגזר מתוצאות התובענה.

7.29.17 כפיפות לרגולציה סביבתית

השותפות בתחום פעילותה כפופה למגוון של חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים כגון: זליגה של נפט, גז טבעי או של מזהמים אחרים לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (שפכים, שאריות של ציוד קדיחה, בוץ קידוח, מלט וכיוצ"ב), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, נדרשת השותפות, באמצעות המפעילה, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי לצורך פעילותה.

אי עמידה בהוראות הרגולציה הסביבתית כאמור, עלולה לחשוף את השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים לצעדי אכיפה שונים, ובתוך כך גם תביעות, קנסות וסנקציות שונות, לרבות במישור הפלילי, כמו גם לעיכוב ואף להפסקת פעילות השותפות. כמו כן, השותפות עשויה להיות אחראית לפעולות של אחרים, כגון המפעיל או קבלני צד שלישי הקשורים למפעיל.

במהלך השנים האחרונות חלה החמרה ברגולציה הסביבתית החלה על פעילותה של השותפות, בפיקוח עליה ובאכיפתה. להערכת השותפות, מגמה זו צפויה להימשך ואף להחמיר בשנים הקרובות.

כפי שצוין לעיל, בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה בשיתוף פעולה עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות המסדירות את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. להנחיות כאמור עשויה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות, אשר נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן לאמוד את היקפה.

בנוסף, נכון למועד פרסום הדוח, השותפות לומדת את השלכות מהחוקים, התקנות וההנחיות המוצעים בתחום איכות הסביבה, פועלת למנוע או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, נערכת להשלכות הכלכליות, המשפטיות והתפעוליות הנובעות מהחוקים, התקנות וההנחיות כאמור ומקצה במסגרת תוכניות העבודה בנכסיה השונים תקציבים לשם מילויים. יחד עם זאת, אין כל וודאות שהעלויות שידרשו מהשותפות בקשר עם החוקים, התקנות וההנחיות הקיימים והצפויים בתחום איכות הסביבה לא יעלו על הסכומים שהוקצו על-ידי השותפות למטרות אלה.

7.29.18 תלות במזג אוויר ובתנאי ים

הפעילות הימית כפופה למגוון של סיכונים תפעוליים הייחודיים לסביבה הימית, כגון התהפכות, התנגשויות ונזק או הפסד הנגרמים כתוצאה מתנאי מזג אוויר קשים ותנאי הים. תנאים אלה עלולים לגרום נזק משמעותי למתקנים ולשבש את הפעילות.

תנאי ים סוערים ותנאי מזג אוויר חריגים עלולים לגרום לנזקים למערכת ההפקה וההולכה וציוד החיפוש (הקיים או בבנייה) וכן לדחיות בלוח הזמנים שנקבע לתוכנית העבודה של הפרויקטים בים ולהארכת משך ביצועה. דחיות כאלה עלולות לגרום לייקור העלויות הצפויות ואולי אף לגרום לאי עמידה בלוחות זמנים שהותפות מחויבת בהם.

7.29.19 סיכוני אבטחת מידע

השותפים בנכסי הנפט של השותפות, לרבות השותפות והמפעילה בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) (להלן בסעיף זה: "**התאגידים**"), נסמכים על מערכות מידע בפעילותם. לדוגמא, נעשה שימוש בתוכנות מחשב על מנת לנתח סקרים סייסמיים, לתפעל קידוחים, מערכות הפקה, הובלה וכיוצ"ב. תקלות במערכות מידע וכשלים באבטחת המידע, לרבות על-ידי פריצה למערכות המחשוב של התאגידים, עלולים לגרום לשיבוש ופגיעה במידע ובתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית, לרבות שיבוש, ואף במקרי קיצון להפסקת אספקת הגז, לאובדן מידע, ולהסבת עלויות מהותיות בגין שיקום מערכות המידע. בנוסף, פגיעה מכוונת במערכות המידע של התאגידים עלולה לגרום לפגיעה ברשת הניהולית של השותפות והמפעילה, לזליגת מידע לגורמים לא מורשים ולפגיעה בשלמות המידע שבידיהם, דבר העלול להשפיע לרעה באופן מהותי על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או יכולותיה. נכון למועד פרסום הדוח, התאגידים פועלים למניעת כשלים במערכות המידע, בין היתר באמצעות מנגנוני גיבוי ואבטחה, מנגנונים למניעת כשלים במערך המחשוב שלהם ולהעלאת רמת אבטחת המידע.

7.29.20 סיכוני מס

סוגיות המס, לרבות ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, הקשורות בפעילות השותפות, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות ובעלי יחידותיה.

7.29.21 התחייבויות בקשר עם מימון

אי עמידה של השותפות בהתחייבויות שנטלה על עצמה בקשר עם הסכמי המימון בהם התקשרה (ראו ביאורים 10 ו-12) לדוחות הכספיים וכן החלק החמישי לדוח

הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה)) עשוי להוביל להעמדת הסכומים המגיעים על-פי הסכמי המימון הנ"ל לפירעון מיידי, וכן למימוש הביטחונות שהועמדו על-ידי השותפות. לפרטים אודות אמות מידה פיננסיות שעל השותפות לעמוד בהן ראו סעיף 7.20.2 לעיל.

7.29.22 תלות בלקוח עיקרי

חברת החשמל הינה כיום צרכן הגז העיקרי של השותפות. להערכת השותפות, הכנסותיה מחברת החשמל במהלך שלוש השנים הבאות צפויות להוות כ-42% מסך הכנסותיה במהלך התקופה האמורה. מפרויקט תמר וכ-28% מסך הכנסות השותפות בשלוש השנים הקרובות. השותפות אינה יכולה לצפות אילו שינויים (אם בכלל) יחולו בתנאי הרשיון של חברת החשמל וכיצד שינויים אלה ישפיעו על מצבה הכלכלי של חברת החשמל. יצוין עוד, כי מדיניות הממשלה להגברת התחרות במשק החשמל על-ידי הכנסת יצרני חשמל פרטיים, וכן כוונת הממשלה לפעול להפרטתה של חברת החשמל, עלולות להביא לפגיעה בחוסנה הכלכלי של חברת החשמל וכפועל יוצא לפגיעה ביכולתה לקיים את התחייבויותיה בהתאם להסכם רכישת הגז הטבעי עם שותפי תמר. בהסכם עם חברת החשמל נקבעו מספר אירועי "כוח עליון" אשר בקרונם לא תהיה חברת החשמל חייבת להמשיך לבצע תשלומים על-פי ההסכם. כמו כן, בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד להסכם לבקש התאמת המחיר. ככל שחברת החשמל תבקש התאמה של מחיר הגז הנרכש על-ידה בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם, עלולה להיות לכך השפעה שלילית על עסקי השותפות ותוצאות פעילותה (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.4(א) לעיל). על כן, הפסד או פגיעה מהותית בהכנסותיה של השותפות מחברת החשמל עלול להשפיע באופן מהותי על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או יכולותיה.

יחד עם זאת, יצוין כי שותפי תמר ושותפי לווייתן חתמו על הסכמי אספקת גז עם לקוחות משמעותיים נוספים המפחיתים את תלות השותפות בחברת החשמל. ככל שיממשו שותפי תמר ושותפי לווייתן את אופציות הייצוא העומדות בפניהם, כמפורט בסעיף 7.11.5 לעיל, תפחת באופן משמעותי התלות בחברת החשמל. בנוסף, תלות כאמור צפויה לפחות עם הגדלת היצע הגז לאחר תחילת אספקת גז ממאגר לווייתן.

7.29.23 חוסן פיננסי של לקוחות השותפות

לאי עמידת לקוחות השותפות מפרויקט תמר בהתחייבויותיהם וזאת כאשר השותפות לא תצליח למכור את הכמות החוזית שנקבעה בהסכמים האמורים ללקוחות אחרים, תהא השפעה לרעה על הכנסותיה של השותפות.

7.29.24 תלות במפעיל

השותפות מסתמכת במידה מרובה על נובל בזכויות הנפט בהן היא משמשת כמפעילה, לרבות בפרויקטי תמר ולווייתן ובלוק 12 בקפריסין, וזאת הן לאור הוראות הסכמי התפעול המשותף והן כפועל יוצא מהניסיון שהצטבר אצל נובל בביצוע פרויקטים בסדרי גודל דומים במקומות אחרים בעולם וחוסר הניסיון היחסי של

השותפות בפרויקטים מעין אלה. פרישת נובל, מכל סיבה שהיא, מפרויקט תמר ו/או מפרויקט לויתן ו/או מפרויקט קפריסין ו/או מנכסי נפט נוספים שבהם מחזיקה השותפות או שינוי במעמדה ו/או בזכויותיה באופן שתחדל מלהיות המפעילה של הפרויקטים השונים עלולים לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכניות העבודה של נכסי הנפט ו/או על-פי הסכמי מכירת הגז ועלולים להשפיע על עלויות הפיתוח וההפקה בפרויקטים השונים.

7.29.25 זכות דעה של מיעוט

ברוב העסקאות שהשותפות צד להן מחזיקה השותפות באחוז השתתפות נמוך יחסית ועקב כך גם באחוז הצבעה נמוך. מאחר שהחלטות מתקבלות ברוב דעות (בשיעור המוגדר בהסכמי התפעול המשותף), לא תוכל השותפות לגרום לקבלת החלטות הרצויות לה ו/או למנוע קבלת החלטות שאינן לרוחה. בנוסף, בעסקאות אלו, קיימת אפשרות שפרישת אחד המשתתפים כאשר יתר המשתתפים לא קיבלו על עצמם לשאת בחלקו (בהוצאות שטרם אושרו) בפעולות החיפוש או הפיתוח, עלולה לגרום להבאת הפעולות כאמור אל קיצן לפני השלמת התוכנית שנקבעה בעסקה ולהחזרת נכסי הנפט שבהם הן מבוצעות.

כפי שצוין לעיל, השותפות מסתמכת במידה מרובה על נובל בזכויות הנפט בהם היא משמשת כמפעילה, ולפיכך לשותפות יכולת מוגבלת להשפיע על פעולות החיפוש, הפיתוח וההפקה בפרויקטים השונים בהם היא שותפה.

7.29.26 העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות

תהליך קבלת החלטה אם יש מקום לביצוע השקעה בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו ופעולות ביניים שעד להפקה המסחרית וכן ביצוע הפיתוח וההפקה המסחרית (אם יוחלט שיש להם מקום) עשויים להימשך תקופות ממושכות ולחייב את השותפות להשקיע סכומים משמעותיים העולים על הסכומים שבידיה כיום. סכומים אלה, במיוחד במקרה של ממצאים בים (כדוגמת ממצאים בהם שותפה השותפות), הינם גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכוני תפעול. אף שבמקרה של ממצא כאשר יש בידי השותפות נכס בעל ערך, אין כל בטחון כי שעבודו של נכס זה יספיק על-מנת שהשותפות תוכל להשיג אשראי לצורך הפיתוח וההפקה. יצוין, כי אין ודאות שבכל מקרה של ממצא שהינו ממצא שניתן להגדירו כממצא מסחרי יהיו פעולות הפיתוח של שדה הנפט או הגז ניתנות למימון ואף כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות, זאת בין היתר בשל חובת תשלום התמלוגים לצדדים שלישיים. על כדאיות ההפקה לשותפות יכולות להשפיע לרעה גם עליה משמעותית בהוצאות ההפקה, הרעה משמעותית בנטל המסים, רגולציה נוספת או ירידה משמעותית במחיר הנפט והגז. עוד יצוין, כי הפיתוח וההפקה במים עמוקים (כדוגמת עומק המים בממצאי הגז הטבעי תמר, לויתן ואפרודיטה) הינה פעילות מורכבת בעלת סיכון גבוה הדורשת הקמת מתקני הפקה מיוחדים בסכומים משמעותיים.

7.29.27 מכירת זכויות בנכסי נפט ללא קבלת תמורה מלאה בגינן

פעילות חיפושים והפקה דורשת סכומים משמעותיים, אשר במקרים רבים אינם ניתנים לגיוס במסגרת הלוואות או חוב, על-כן במקרים מסוימים עשויה להידרש הצטרפות שותפים נוספים לזכויות בנכסי הנפט השונים של השותפות תוך מכירת חלק מזכויותיה בנכסי הנפט במחיר הנמוך משווי השוק של הזכויות כאמור. כך לדוגמא, חלק מהתמורה שקיבלה השותפות בגין מכירת חזקות כריש ותנין מותנה בגורמים שונים כגון, המועד בו תתקבל החלטת השקעה סופית בקשר עם פיתוח החזקות, כמפורט בסעיף 7.25.15 לעיל.

7.29.28 ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט

זכויות נפט ניתנות על-פי חוק הנפט לתקופה קצובה ותוקפן מותנה במילוי התחייבויות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט, בכפוף לחוק הנפט. אי עמידה בתנאים הקבועים בזכויות הנפט עלול להביא לאובדן הזכויות וכל הכספים שהושקעו בזכויות אלה עלולים לרדת לטמיון.

7.29.29 גלישה של מאגרים

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, "גולשים" (מבחינת המבנה הגיאולוגי של המאגר והיקפו) לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות, ולהיפך. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר, על-מנת להגיע לניצול יעיל של עתודות הנפט או הגז הטבעי וכתוצאה מכך עלול לגרום לדחיות ועיכובים בפעילויות פיתוח שמתעתדת השותפות לבצע²⁹⁹.

7.29.30 סיכון בטחוני

מתקני ההפקה של פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר ממוקמים בלב ים בקרבה יחסית לגבול הימי בין ישראל לבין רצועת עזה, ולפיכך הם חשופים לסיכונים ביטחוניים, לרבות פעולות טרור. כמו כן, גם מתקן הקבלה חשוף לסיכונים בטחוניים לרבות פעולות טרור. התממשותם של הסיכונים הביטחוניים כאמור עלול, בין היתר, לפגוע ביכולתה של השותפות לאתר הון אנושי מתאים, לגרום לנזק ו/או פגיעה במתקני ההפקה, מתקן הקבלה וציוד נוסף, אשר עלולים לשבש את אספקת הגז ואף ולהוביל לביטול הסכמים למכירת גז או להפחתת הסכומים אותם נדרשים הלקוחות לשלם עקב טענה של אירוע "כח עליון", ולכך עלולה להיות השפעה שלילית מהותית על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או יכולתה.

7.29.31 תנודתיות בשער הדולר

לשותפות חשיפה לשינויים בשער הדולר. עיקר הכנסות השותפות על-פי הסכמים למכירת גז טבעי הינם בדולרים. חלק מהוצאותיה ומהכנסותיה של השותפות נקוב

²⁹⁹ בעניין זה ראו סעיפים 7.3.4(ד) ו-7.26.3 בקשר עם גלישת חלק קטן ממאגר תמר SW אל רישיון ערן.

בש"ח או מושפע משער מטבע חוץ שקל/דולר ולפיכך עליה בשער השקל לעומת שער הדולר מגדילה את שיעורן של ההוצאות ומקטינה את ההכנסות מהסכמים כאמור בדולרים.

7.29.32 השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה

השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה, משליכה על יכולת גיוס האשראי של השותפות, בין היתר, עקב מגבלת "לווה בודד" אשר כתוצאה ממנה מקורות האשראי הבנקאי בישראל של השותפות עלולים להיות מוגבלים, והגבלות רגולטוריות אחרות המוטלות על המערכת הבנקאית ועל גופים מוסדיים על-ידי משרד האוצר ובנק ישראל. על אף האמור לעיל יצוין, כי בשנים האחרונות, רוב המימון של השותפות הגיע מתאגידים בנקאיים בינלאומיים.

7.29.33 מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל

השותפות, יחד עם יתר שותפי תמר, הוכרזו כבעלי מונופולין באספקת גז טבעי בישראל. עקב ההכרזה כאמור ניתן להטיל מגבלות על פעילותה של השותפות לרבות איסור לסרב מטעמים לא סבירים לספק גז טבעי וכן איסור לנצל לרעה את מעמדה בשוק באופן העלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור. מגבלות על השותפות לאור מעמדה כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל עלולות להשפיע על יכולתה להרחיב את הפעילות בישראל.

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכוני מקרו, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי השפעתם על השותפות, השפעה גדולה, בינונית וקטנה :

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
			סיכוני מקרו
	X		שינויים במחירי הדלקים בעולם ו/או בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או במקורות אנרגיה אחרים
		X	גיאופוליטיקה
			סיכונים ענפיים
X			קשיים בקבלת מימון
		X	תחרות באספקת גז
		X	מגבלות על ייצוא
	X		תלות בתקינות מערכת ההולכה
	X		סיכוני תפעול והיעדר כיסוי ביטוחי מספיק
		X	סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים
	X		סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים
X			חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה
	X		סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא
		X	תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	
X			שינויים רגולטורים
	X		אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי
X			בקשה לאישור תובענה ייצוגית בקשר עם המחיר בהסכם עם חברת חשמל
X			כפיפות לרגולציה סביבתית
	X		תלות במזג אויר ובתנאי ים
	X		סיכוני אבטחת מידע
			סיכונים מיוחדים לשותפות
	X		סיכוני מס
	X		התחייבויות בקשר עם מימון
	X		תלות בלקוח עיקרי
	X		חוסן פיננסי של יתר לקוחות השותפות
	X		תלות במפעיל
X			זכות דעה של מיעוט
X			העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות
	X		מכירת זכויות בנכסי נפט ללא קבלת תמורה מלאה בגין
X			ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט
	X		גלישה של מאגרים
		X	סיכון בטחוני
	X		תנודתיות בשער הדולר
	X		השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה
	X		מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך ההערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

נספח מונחים מקצועיים

"בעלי יחידות השתתפות" – מי שרשומים בפנקס בעלי יחידות ההשתתפות כבעלים של יחידות ההשתתפות.

"הידרוקרבונים" – פחמימנים; שם כולל לנפט וגז שהם תרכובות המורכבות מפחמן ומימן.

"היתר מוקדם" – כמשמעו בחוק הנפט.

"זכות השתתפות" (WORKING INTEREST) – אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפושי נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שתהיינה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

"זכות נפט" – רשיון או חזקה כמשמעותם בחוק הנפט.

"זכות קדימה לקבלת רשיון" – כמשמעותה בחוק הנפט.

"חזקה" – כמשמעותה בחוק הנפט.

"חיפוש נפט" –

(1) קדיחת נסיון;

(2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד.

"כמויות מסחריות" – כמויות מספיקות של נפט המאפשרות להפיקו על בסיס מסחרי.

"לוגים" – בדיקות שונות המבוצעות במהלך פעולות הקידוח או לאחריו לרישום רצוף של תכונות הסלעים ותכולתם, ומטרתן לאתר את השכבות הפוטנציאליות שבהן עשויים להימצא נפט.

"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources Management System 2007" – מערכת דיווח להערכת עתודות ומשאבי נפט, כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), וכפי שתוקן מעת לעת.

"משאבים מותנים (Contingent Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות נפט המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים ידועים על-ידי יישום של תכניות פיתוח, אך עדיין אינן נחשבות ברות הפקה מבחינה כלכלית, כתוצאה מתנאי אחד או יותר.

"משאבים מנובאים (Prospective Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות נפט המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים שטרם נתגלו/נקדחו, על-ידי יישום תכניות פיתוח עתידיות.

"נכס נפט" – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי העניין).

"נפט" – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבונים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

"סקר סייסמי" – שיטה המאפשרת הדמיה של תת הקרקע (ביבשה או בים) ואיתור מבנים גיאולוגיים. הסקר מבוצע על-ידי החדרת גלים סייסמיים לתת הקרקע ורישום של הגלים המוחזרים מהאופקים השונים שבחתך שנבדק. כיום משתמשים בעיקר בסקרים דו-מימדיים (2D) וסקרים תלת מימדיים (3D). הסקרים הדו מימדיים, משמשים בעיקר להכרות ראשונית של תת הקרקע באזור הנסקר, ולאיתור כללי של מבנים העשויים לשמש מלכודות לנפט. הסקרים התלת מימדיים מבוצעים באזורים שאותרו כמבטיחים בסקרים הדו מימדיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מימדי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימאלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"עתודות (Reserves)" – מוגדרות על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט הצפויות להיות ברות הפקה על-ידי יישום של תוכנית פיתוח על הצטברויות שנתגלו מיום מסוים ואילך תחת תנאים מוגדרים. על עתודות לענות על ארבעה תנאים: (1) עליהן להתגלות; (2) ברות הפקה; (3) מסחריות וקבועות (מיום ההערכה); (4) להתבסס על פרויקט הפיתוח המיושם.

"פיתוח" – קידוחו וצידו של שטח נכס נפט כדי לקבוע את כושר תפוקתו, להפיק ממנו נפט ולשווקו.

"קונדנסט" – (1) תערובת פחמימנים מופקת מהגז הטבעי, מופרדת מהגז ומנוזלת על-ידי תליכי קירור והתפשטות; (2) פחמימנים הנמצאים במצב גזי בתנאי המאגר, אך הופכים נוזל במעבר מהמאגר לפני השטח; (3) פחמימנים מעובים מזיקוק נפט.

"קדיחת נסיון" – קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גודלו או גבולותיו של שדה נפט.

"קידוח אימות" (Confirmation Well) – קידוח שמטרתו לאמת קיום מאגר נפט שהתגלה על-ידי קידוח הממצא, ואישוש מסקנות תוצאותיו.

"קידוח הערכה" (Appraisal Well) – קידוח המבוצע כחלק מתוכנית קידוחי הערכה אשר מטרתו לקבוע את היקף המאגר (בין היתר מבחינת עתודות ומשאבים), ואת איכות והשתרעות סלעי המאגר.

"רשיון" – כמשמעו בחוק הנפט.

"שדה נפט" – קרקע על שכבותיה הגיאולוגיות שיש מתחתיה בידוע מאגר(י) נפט שניתן להפיק ממנו(הם) נפט בכמויות מסחריות.

"שכבות מיוקן" – שכבות סלע מגיל Miocene (שם תקופה גיאולוגית) שנוצרו לפני 5 עד 24 מיליון שנה.

FPSO (Floating Production Storage & Offloading Vessel) – מערכת הפקה ימית הבנויה בדרך כלל בצורת ספינה שבגופה ממוקמים מיכלים לאחסון גז ו/או נפט.

"פטרוליום (Petroleum)"; **"נתגלה (Discovered)"**; **"ממצא (Discovery)"**; **"עתודות מוכחות (Proved reserves)"**; **"עתודות צפויות (Probable Reserves)"**; **"עתודות אפשריות (Possible Reserves)"**; **"אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)"**; **"אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"**; **"אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"**; **"משאבים מותנים בקטגוריית C₁, C₂, C₃ (1C, 2C, 3C)"**; **"בהפקה (On Production)"**; **"אושר לפיתוח (Approved for Development)"**; **"מוצדק לפיתוח (Justified for Development)"**

(Development Pending) "הצדקת פיתוח בבחינה"; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclassified or on Hold)"; "נטישת באר (Well Abandonment)"; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"; "קונדנסט (Condensate)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "עתודות בקטגוריה 1P/2P/3P) 1P/2P/3P) –

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS).

"BCF" – מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ-0.0283 BCM.

"BCM" – מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

"Mmcf/D" – מיליון רגל מעוקב ליום.

"TCF" – טריליון רגל מעוקב (Trillion Cubic Feet) שהם 1,000 BCF או כ-28.32 BCM.

"MMCF" – מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ-0.00003 BCM.

"MMBBL" – מיליון חביות (Million Barrels).

"MMBTU" – מיליון יחידות תרמיות ("יחידות חום", Million British Thermal Units).

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3107	35310.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

נספח א'

הסכמת NSAI

March 20, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzlia 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grants permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) to use the following NSAI reports in the 2017 Annual Report of Delek Drilling to be published in March 2018 and in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange:

The reports dated February 6, 2018, set forth our estimates of:

- The proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

The reports dated March 19, 2018, set forth our estimates of:

- The proved undeveloped, probable, and possible reserves and future revenue, as of February 28, 2018, to the Delek Drilling working interest in certain gas properties located in Leviathan Field, License I/14 and I/15, offshore Israel. The March 19 reports also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of February 28, 2018, to the Delek Drilling working interest for these properties.
- The unrisks prospective resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest, in two prospective reservoirs located in the Leviathan Deep Prospect, offshore Israel.
- The unrisks contingent and prospective gas resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest in a discovery and prospects located in the Dalit Discovery area, offshore Israel.
- The unrisks contingent and prospective resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest for the discovery and prospective reservoirs located in the Aphrodite Discovery, Cypriot Block 12, offshore Cyprus.

In addition to the reports listed above, NSAI hereby grants permission to Delek Drilling to use our No Material Change letter dated March 20, 2018, which sets forth our opinion that there are no material changes to our production profiles for each category and our proved, proved plus probable, and proved plus probable plus possible reserves referenced in our February 6, 2018, report for properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, issued to Delek Drilling.

As of the date hereof, nothing has come to our attention that could cause us to make any material revisions in our reports or in our conclusions based on data available when our reports were prepared.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: Danny D. Simmons
Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

RBT:LNH

נספח ב'

**דוח עתודות
פרויקט תמר**

February 6, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzeliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a 22 percent direct working interest and a 3.7 percent indirect working interest in these properties; this indirect working interest is through Delek Drilling's 40 percent ownership of Tamar Petroleum Ltd. Reserves in Tamar Southwest Field that extend into the Eran License have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Delek Drilling, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the working interest reserves to the Delek Drilling interest in these properties, as of December 31, 2017, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,836.6	2,014.0	10.2	2.6
Probable	3,221.5	827.9	4.2	1.1
Proved + Probable (2P)	11,058.1	2,841.9	14.4	3.7
Possible	2,069.2	531.8	2.7	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	13,127.3	3,373.7	17.1	4.4

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling interest in these properties, as of December 31, 2017, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	4,377.0	2,821.4	2,017.8	1,561.1	1,278.3
Probable	2,103.2	615.6	198.3	71.3	29.5
Proved + Probable (2P)	6,480.2	3,437.1	2,216.1	1,632.3	1,307.8
Possible	1,583.1	337.1	79.1	20.4	5.9
Proved + Probable + Possible (3P)	8,063.3	3,774.2	2,295.2	1,652.8	1,313.8

Totals may not add because of rounding.

February 6, 2018
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2017, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,040.2	9.2	796.4	1.0	7,836.6	10.2
Probable	3,018.0	3.9	203.5	0.3	3,221.5	4.2
Proved + Probable (2P)	10,058.2	13.1	999.9	1.3	11,058.1	14.4
Possible	1,851.7	2.4	217.6	0.3	2,069.2	2.7
Proved + Probable + Possible (3P)	11,909.9	15.5	1,217.5	1.6	13,127.3	17.1

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in thousands of United States dollars (M\$) or millions of United States dollars (MM\$). For your reference, the February 6, 2018, exchange rate was 3.48 Israeli New Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents Delek Drilling's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Delek Drilling. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volume. These contract prices are mainly derived from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, Power Generation Tariff, or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Delek Drilling. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Noble Energy Mediterranean Ltd. is the operator of the properties. Based on a review of the records provided to us and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Delek Drilling and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of

February 6, 2018

Page 3 of 4

expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Delek Drilling that are required for the above purpose, including workovers, new development wells, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities; these estimates do not include any salvage value for the lease and well equipment. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Delek Drilling interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Delek Drilling receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with the current development plan as provided to us by Delek Drilling, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

February 6, 2018
Page 4 of 4

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on June 20, 2017, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Delek Drilling, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

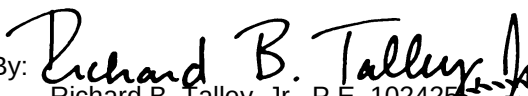
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

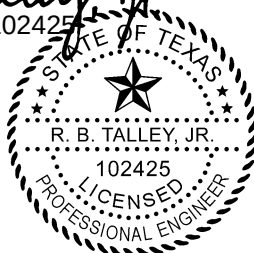
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President

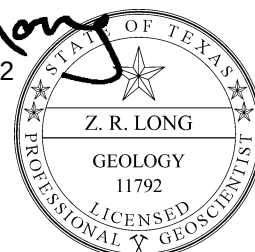
Date Signed: February 6, 2018

RBT:LNH



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: February 6, 2018



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

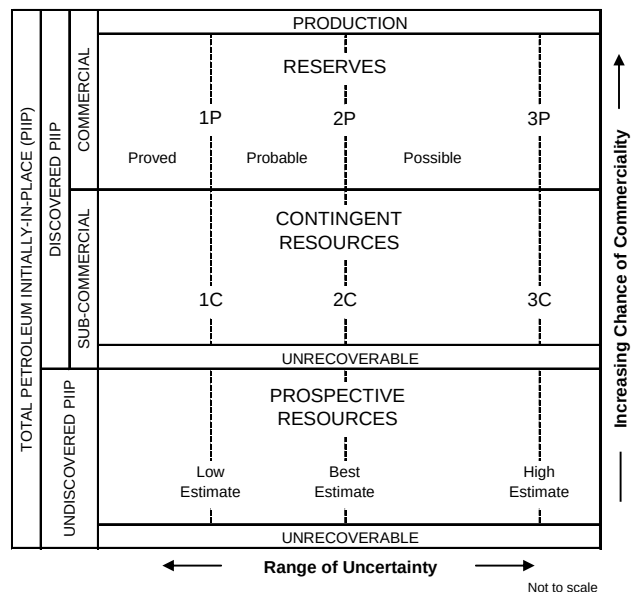


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

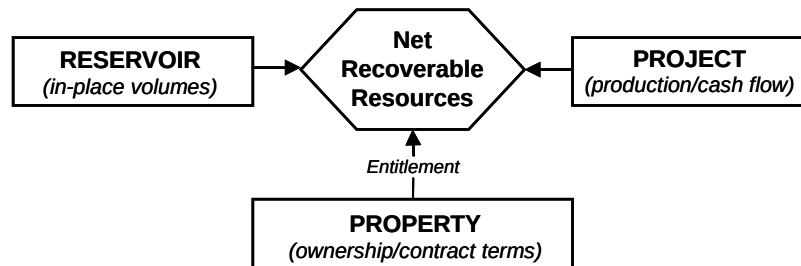


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recompleat an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,396.5	64,560.6	40,996.0	10,264.1	115,820.7	25,138.3	-	38,771.8	381,665.7
12-31-2023	565,046.6	64,980.4	41,262.5	10,330.8	116,573.7	25,957.0	-	38,771.8	383,744.1
12-31-2024	571,910.0	65,769.7	41,763.7	10,456.3	117,989.7	-	-	38,771.8	415,148.6
12-31-2025	578,228.3	66,496.3	42,225.1	10,571.8	119,293.2	-	-	38,771.8	420,163.3
12-31-2026	584,727.9	67,243.7	42,699.8	10,690.7	120,634.1	-	-	38,771.8	425,322.0
12-31-2027	592,413.2	68,127.5	43,261.0	10,831.2	122,219.7	-	-	38,771.8	431,421.8
12-31-2028	600,525.6	69,060.4	43,853.4	10,979.5	123,893.3	-	-	38,771.8	437,860.5
12-31-2029	610,799.6	70,242.0	44,603.6	11,167.3	126,012.9	-	-	38,771.8	446,014.9
12-31-2030	627,772.9	72,193.9	45,843.1	11,477.7	129,514.7	-	-	38,771.8	459,486.5
12-31-2031	640,213.1	73,624.5	46,751.6	11,705.1	132,081.2	-	-	38,771.8	469,360.2
12-31-2032	657,860.3	75,653.9	48,040.2	12,027.8	135,721.9	25,957.0	-	38,771.8	457,409.6
12-31-2033	671,536.8	77,226.7	49,039.0	12,277.8	138,543.5	36,339.8	-	38,771.8	457,881.7
12-31-2034	688,765.5	79,208.0	50,297.1	12,592.8	142,097.9	-	-	38,771.8	507,895.8
12-31-2035	705,423.4	81,123.7	51,513.5	12,897.4	145,534.6	-	-	38,771.8	521,117.0
12-31-2036	721,951.6	83,024.4	52,720.5	13,199.6	148,944.5	51,914.0	-	38,771.8	482,321.3
12-31-2037	733,685.4	84,373.8	53,577.4	13,414.1	151,365.3	-	12,145.8	38,771.8	531,402.5
12-31-2038	419,525.4	48,245.4	30,635.8	7,670.2	86,551.5	-	12,145.8	38,771.8	282,056.3
12-31-2039	256,208.6	29,464.0	18,709.6	4,684.3	52,857.9	-	12,145.8	38,771.8	152,433.1
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	12,974,725.6	1,492,093.4	947,479.3	237,219.0	2,676,791.8	245,918.0	36,437.5	855,097.1	9,160,481.2

⁽¹⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,734.1	311,399.9	303,895.2	296,908.2	290,381.9	284,267.9
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,734.2	325,642.2	302,661.2	282,261.5	264,054.7	247,724.4
12-31-2020	9.3	35,986.9	349,091.4	23.0	72,016.6	277,074.8	245,258.3	218,330.9	195,367.5	175,648.3
12-31-2021	29.5	105,131.8	251,055.6	23.0	54,989.1	196,066.5	165,287.9	140,452.4	120,215.7	103,578.4
12-31-2022	38.2	145,720.2	235,945.5	23.0	46,774.4	189,171.1	151,880.9	123,193.5	100,859.0	83,279.7
12-31-2023	45.2	173,266.5	210,477.6	23.0	42,802.8	167,674.8	128,211.4	99,267.7	77,737.3	61,513.6
12-31-2024	46.8	194,289.5	220,859.0	23.0	39,283.9	181,575.1	132,228.7	97,724.6	73,201.6	55,510.9
12-31-2025	46.8	196,636.4	223,526.9	23.0	40,115.1	183,411.8	127,206.0	89,739.2	64,297.4	46,727.0
12-31-2026	46.8	199,050.7	226,271.3	23.0	41,237.5	185,033.9	122,220.0	82,302.6	56,405.3	39,283.5
12-31-2027	46.8	201,905.4	229,516.4	23.0	44,629.1	184,887.3	116,307.8	74,761.3	49,009.2	32,710.4
12-31-2028	46.8	204,918.7	232,941.8	23.0	47,316.2	185,625.6	111,211.7	68,236.2	42,786.9	27,367.5
12-31-2029	46.8	208,735.0	237,279.9	23.0	48,569.2	188,710.7	107,676.2	63,063.9	37,824.3	23,185.3
12-31-2030	46.8	215,039.7	244,446.8	23.0	50,574.8	193,872.0	105,353.5	58,898.8	33,790.3	19,849.5
12-31-2031	46.8	219,660.6	249,699.6	23.0	52,541.8	197,157.8	102,037.2	54,451.9	29,880.9	16,821.6
12-31-2032	46.8	214,067.7	243,341.9	23.0	57,974.1	185,367.8	91,367.0	46,541.5	24,429.6	13,179.7
12-31-2033	46.8	214,288.6	243,593.1	23.0	60,291.8	183,301.2	86,046.1	41,838.8	21,006.3	10,860.7
12-31-2034	46.8	237,695.2	270,200.6	23.0	57,257.4	212,943.2	95,200.7	44,186.0	21,220.2	10,514.1
12-31-2035	46.8	243,882.8	277,234.2	23.0	58,875.1	218,359.1	92,973.4	41,190.7	18,921.7	8,984.6
12-31-2036	46.8	225,726.4	256,594.9	23.0	65,713.4	190,881.6	77,403.7	32,734.0	14,383.1	6,545.0
12-31-2037	46.8	248,696.4	282,706.2	23.0	56,200.8	226,505.3	87,475.6	35,311.9	14,841.3	6,472.1
12-31-2038	46.8	132,002.3	150,053.9	23.0	26,850.2	123,203.7	45,315.1	17,461.2	7,019.7	2,933.6
12-31-2039	46.8	71,338.7	81,094.4	23.0	11,939.8	69,154.6	24,224.3	8,910.0	3,426.2	1,372.2
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		3,688,039.6	5,472,441.6		1,095,421.5	4,377,020.1	2,821,441.8	2,017,766.6	1,561,060.0	1,278,330.0

⁽¹⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-191.3	-22.0	-14.0	-3.5	-39.5	-25,957.0	-	-	25,805.2
12-31-2023	-192.5	-22.1	-14.1	-3.5	-39.7	-25,957.0	-	-	25,804.2
12-31-2024	-194.9	-22.4	-14.2	-3.6	-40.2	-	-	-	-154.7
12-31-2025	-197.0	-22.7	-14.4	-3.6	-40.6	-	-	-	-156.4
12-31-2026	-199.2	-22.9	-14.5	-3.6	-41.1	25,957.0	-	-	-26,115.1
12-31-2027	-201.8	-23.2	-14.7	-3.7	-41.6	25,957.0	-	-	-26,117.2
12-31-2028	-204.6	-23.5	-14.9	-3.7	-42.2	-	-	-	-162.4
12-31-2029	-208.1	-23.9	-15.2	-3.8	-42.9	-	-	-	-165.2
12-31-2030	-213.9	-24.6	-15.6	-3.9	-44.1	-	-	-	-169.8
12-31-2031	-218.1	-25.1	-15.9	-4.0	-45.0	-	-	-	-173.1
12-31-2032	-224.1	-25.8	-16.4	-4.1	-46.2	-25,957.0	-	-	25,779.1
12-31-2033	-228.8	-26.3	-16.7	-4.2	-47.2	-	-	-	-181.6
12-31-2034	-234.7	-27.0	-17.1	-4.3	-48.4	-	-	-	-186.3
12-31-2035	-240.3	-27.6	-17.6	-4.4	-49.6	25,957.0	-	-	-26,147.8
12-31-2036	-246.0	-28.3	-18.0	-4.5	-50.7	-51,914.0	-	-	51,718.8
12-31-2037	-250.0	-28.7	-18.3	-4.6	-51.6	-	-12,145.8	-	11,947.4
12-31-2038	327,607.7	37,674.9	23,923.6	5,989.7	67,588.2	-	-12,145.8	-	272,165.4
12-31-2039	505,961.2	58,185.5	36,947.8	9,250.6	104,383.9	-	-12,145.8	-	413,723.1
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	682,898.6	78,533.3	49,868.7	12,485.5	140,887.6	-	-	38,771.8	503,239.3
12-31-2044	678,464.0	78,023.4	49,544.8	12,404.5	139,972.7	-	-	38,771.8	499,719.6
12-31-2045	627,941.9	72,213.3	45,855.5	11,480.8	129,549.5	-	-	38,771.8	459,620.6
12-31-2046	522,982.9	60,143.0	38,190.8	9,561.8	107,895.6	-	-	38,771.8	376,315.5
12-31-2047	407,017.5	46,807.0	29,722.4	7,441.6	83,971.0	-	-	38,771.8	284,274.7
12-31-2048	317,006.7	36,455.8	23,149.4	5,795.9	65,401.1	-	-	38,771.8	212,833.9
12-31-2049	296,317.0	34,076.4	21,638.5	5,417.6	61,132.6	-	12,145.8	38,771.8	184,266.8
12-31-2050	185,650.2	21,349.8	13,557.1	3,394.3	38,301.2	-	12,145.8	38,771.8	96,431.5
12-31-2051	136,140.0	15,656.1	9,941.6	2,489.1	28,086.8	-	12,145.8	38,771.8	57,135.6
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7,057,522.5	811,615.1	515,375.6	129,033.8	1,456,024.5	-	-	465,261.1	5,136,236.9

⁽¹⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	-	23.0	4.3	-4.3	-4.2	-4.1	-4.0	-4.0
12-31-2019	-	-	-	23.0	4.3	-4.3	-4.0	-3.8	-3.5	-3.3
12-31-2020	9.3	-0.6	0.6	23.0	4.5	-3.9	-3.4	-3.1	-2.7	-2.5
12-31-2021	29.5	-1.5	1.5	23.0	4.7	-3.2	-2.7	-2.3	-2.0	-1.7
12-31-2022	38.5	11,306.1	14,499.1	23.0	-2,631.0	17,130.1	13,753.3	11,155.6	9,133.1	7,541.2
12-31-2023	45.6	13,684.5	12,119.7	23.0	-2,596.2	14,715.8	11,252.4	8,712.1	6,822.5	5,398.7
12-31-2024	46.8	-72.4	-82.3	23.0	1,164.5	-1,246.8	-907.9	-671.0	-502.6	-381.2
12-31-2025	46.8	-73.2	-83.2	23.0	1,164.3	-1,247.5	-865.2	-610.4	-437.3	-317.8
12-31-2026	46.8	-12,221.9	-13,893.2	23.0	3,958.1	-17,851.3	-11,791.3	-7,940.2	-5,441.8	-3,789.9
12-31-2027	46.8	-12,222.8	-13,894.3	23.0	3,358.7	-17,253.0	-10,853.4	-6,976.4	-4,573.4	-3,052.4
12-31-2028	46.8	-76.0	-86.4	23.0	-34.8	-51.6	-30.9	-19.0	-11.9	-7.6
12-31-2029	46.8	-77.3	-87.9	23.0	-35.1	-52.7	-30.1	-17.6	-10.6	-6.5
12-31-2030	46.8	-79.4	-90.3	23.0	-35.7	-54.6	-29.7	-16.6	-9.5	-5.6
12-31-2031	46.8	-81.0	-92.1	23.0	-36.1	-56.0	-29.0	-15.5	-8.5	-4.8
12-31-2032	46.8	12,064.6	13,714.5	23.0	-2,830.7	16,545.2	8,155.1	4,154.1	2,180.5	1,176.4
12-31-2033	46.8	-85.0	-96.6	23.0	233.6	-330.3	-155.0	-75.4	-37.8	-19.6
12-31-2034	46.8	-87.2	-99.1	23.0	113.1	-212.1	-94.8	-44.0	-21.1	-10.5
12-31-2035	46.8	-12,237.2	-13,910.6	23.0	2,906.5	-16,817.1	-7,160.4	-3,172.3	-1,457.3	-692.0
12-31-2036	46.8	24,204.4	27,514.4	23.0	-5,847.1	33,361.5	13,528.3	5,721.1	2,513.8	1,143.9
12-31-2037	46.8	5,591.4	6,356.0	23.0	5,401.6	954.4	368.6	148.8	62.5	27.3
12-31-2038	46.8	127,373.4	144,792.0	23.0	37,838.9	106,953.1	39,338.0	15,158.0	6,093.8	2,546.7
12-31-2039	46.8	193,622.4	220,100.7	23.0	54,805.0	165,295.7	57,901.7	21,297.0	8,189.5	3,279.9
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,229.9	221,189.0	73,791.2	25,907.7	9,529.3	3,657.5
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	73,089.1	226,467.7	71,954.5	24,114.5	8,484.1	3,120.7
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	71,109.6	248,393.4	75,162.7	24,044.7	8,091.8	2,852.3
12-31-2043	46.8	235,516.0	267,723.3	23.0	59,200.3	208,523.0	60,093.4	18,350.2	5,906.9	1,995.4
12-31-2044	46.8	233,868.8	265,850.8	23.0	59,467.6	206,383.2	56,644.5	16,510.8	5,083.7	1,645.8
12-31-2045	46.8	215,102.4	244,518.1	23.0	54,561.1	189,957.0	49,653.5	13,815.2	4,068.8	1,262.3
12-31-2046	46.8	176,115.7	200,199.9	23.0	44,866.5	155,333.4	38,669.6	10,270.1	2,893.2	860.2
12-31-2047	46.8	133,040.5	151,234.1	23.0	33,604.4	117,629.7	27,889.0	7,070.2	1,905.2	542.8
12-31-2048	46.8	99,606.3	113,227.6	23.0	24,508.0	88,719.7	20,033.0	4,847.8	1,249.5	341.2
12-31-2049	46.8	86,236.8	98,029.9	23.0	21,414.7	76,615.3	16,476.0	3,805.8	938.3	245.5
12-31-2050	46.8	45,129.9	51,301.6	23.0	10,667.1	40,634.4	8,322.3	1,835.0	432.7	108.5
12-31-2051	46.8	26,739.5	30,396.1	-	6,796.3	23,599.9	4,603.3	968.8	218.5	52.5
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		2,404,594.3	2,731,642.7		628,430.1	2,103,212.6	615,628.0	198,315.8	71,273.7	29,499.7

⁽¹⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,205.2	64,538.6	40,982.0	10,260.6	115,781.2	-818.7	-	38,771.8	407,470.9
12-31-2023	564,854.1	64,958.2	41,248.5	10,327.3	116,534.0	-	-	38,771.8	409,548.3
12-31-2024	571,715.2	65,747.2	41,749.5	10,452.8	117,949.5	-	-	38,771.8	414,993.9
12-31-2025	578,031.3	66,473.6	42,210.7	10,568.2	119,252.6	-	-	38,771.8	420,007.0
12-31-2026	584,528.7	67,220.8	42,685.2	10,687.0	120,593.0	25,957.0	-	38,771.8	399,206.9
12-31-2027	592,211.4	68,104.3	43,246.2	10,827.5	122,178.0	25,957.0	-	38,771.8	405,304.6
12-31-2028	600,321.0	69,036.9	43,838.4	10,975.8	123,851.1	-	-	38,771.8	437,698.1
12-31-2029	610,591.5	70,218.0	44,588.4	11,163.5	125,970.0	-	-	38,771.8	445,849.8
12-31-2030	627,559.0	72,169.3	45,827.5	11,473.8	129,470.5	-	-	38,771.8	459,316.7
12-31-2031	639,995.0	73,599.4	46,735.6	11,701.1	132,036.2	-	-	38,771.8	469,187.1
12-31-2032	657,636.2	75,628.2	48,023.9	12,023.7	135,675.7	-	-	38,771.8	483,188.7
12-31-2033	671,308.0	77,200.4	49,022.3	12,273.6	138,496.3	36,339.8	-	38,771.8	457,700.1
12-31-2034	688,530.8	79,181.0	50,280.0	12,588.5	142,049.5	-	-	38,771.8	507,709.5
12-31-2035	705,183.0	81,096.0	51,496.0	12,893.0	145,485.0	25,957.0	-	38,771.8	494,969.2
12-31-2036	721,705.6	82,996.1	52,702.5	13,195.1	148,893.7	-	-	38,771.8	534,040.1
12-31-2037	733,435.4	84,345.1	53,559.1	13,409.5	151,313.7	-	-	38,771.8	543,350.0
12-31-2038	747,133.1	85,920.3	54,559.4	13,660.0	154,139.7	-	-	38,771.8	554,221.7
12-31-2039	762,169.8	87,649.5	55,657.4	13,934.9	157,241.8	-	-	38,771.8	566,156.2
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	822,898.6	94,333.3	59,868.7	14,985.5	169,242.5	-	-	38,771.8	638,333.3
12-31-2044	840,464.0	96,023.4	60,944.8	15,240.4	172,189.6	-	-	38,771.8	676,189.6
12-31-2045	858,241.9	97,713.3	62,072.3	15,495.3	175,271.3	-	-	38,771.8	714,129.6
12-31-2046	876,282.9	99,403.0	63,243.0	15,748.8	178,394.7	-	-	38,771.8	752,235.5
12-31-2047	894,517.5	101,093.0	64,414.0	16,001.6	181,516.1	-	-	38,771.8	790,341.7
12-31-2048	912,966.7	102,783.5	65,585.5	16,254.5	184,639.5	-	-	38,771.8	828,447.9
12-31-2049	931,631.0	104,474.0	66,756.5	16,507.0	187,762.0	-	12,145.8	38,771.8	866,553.2
12-31-2050	950,405.2	106,164.5	67,927.5	16,759.5	190,885.0	-	12,145.8	38,771.8	904,658.5
12-31-2051	969,279.4	107,855.0	69,098.5	17,012.0	194,008.0	-	12,145.8	38,771.8	942,763.8
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	20,032,248.1	2,303,708.5	1,462,854.9	366,252.8	4,132,816.2	245,918.0	36,437.5	1,320,358.2	14,296,718.2

⁽¹⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,738.4	311,395.6	303,891.0	296,904.0	290,377.9	284,264.0
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,738.6	325,637.8	302,657.1	282,257.7	264,051.2	247,721.1
12-31-2020	9.3	35,986.3	349,092.0	23.0	72,021.1	277,070.9	245,254.9	218,327.9	195,364.8	175,645.8
12-31-2021	29.5	105,130.4	251,057.1	23.0	54,993.8	196,063.3	165,285.1	140,450.1	120,213.7	103,576.7
12-31-2022	38.5	157,026.3	250,444.6	23.0	44,143.4	206,301.2	165,634.2	134,349.1	109,992.1	90,821.0
12-31-2023	45.6	186,951.0	222,597.3	23.0	40,206.7	182,390.6	139,463.8	107,979.9	84,559.9	66,912.3
12-31-2024	46.8	194,217.2	220,776.8	23.0	40,448.4	180,328.3	131,320.8	97,053.6	72,698.9	55,129.7
12-31-2025	46.8	196,563.3	223,443.7	23.0	41,279.4	182,164.3	126,340.8	89,128.8	63,860.1	46,409.2
12-31-2026	46.8	186,828.8	212,378.1	23.0	45,195.6	167,182.5	110,428.7	74,362.3	50,963.5	35,493.6
12-31-2027	46.8	189,682.6	215,622.1	23.0	47,987.8	167,634.3	105,454.4	67,784.8	44,435.8	29,657.9
12-31-2028	46.8	204,842.7	232,855.4	23.0	47,281.4	185,574.0	111,180.7	68,217.2	42,775.0	27,359.9
12-31-2029	46.8	208,657.7	237,192.1	23.0	48,534.1	188,658.0	107,646.1	63,046.3	37,813.8	23,178.8
12-31-2030	46.8	214,960.2	244,356.5	23.0	50,539.1	193,817.4	105,323.8	58,882.2	33,780.8	19,843.9
12-31-2031	46.8	219,579.5	249,607.5	23.0	52,505.7	197,101.8	102,008.2	54,436.4	29,872.4	16,816.8
12-31-2032	46.8	226,132.3	257,056.4	23.0	55,143.4	201,913.0	99,522.1	50,695.6	26,610.0	14,356.1
12-31-2033	46.8	214,203.7	243,496.5	23.0	60,525.5	182,971.0	85,891.1	41,763.4	20,968.4	10,841.1
12-31-2034	46.8	237,608.1	270,101.5	23.0	57,370.4	212,731.0	95,105.9	44,142.0	21,199.1	10,503.7
12-31-2035	46.8	231,645.6	263,323.6	23.0	61,781.6	201,542.0	85,812.9	38,018.4	17,464.4	8,292.7
12-31-2036	46.8	249,930.8	284,109.3	23.0	59,866.3	224,243.0	90,932.0	38,455.1	16,897.0	7,688.9
12-31-2037	46.8	254,287.8	289,062.2	23.0	61,602.5	227,459.7	87,844.2	35,460.7	14,903.8	6,499.4
12-31-2038	46.8	259,375.8	294,845.9	23.0	64,689.1	230,156.8	84,653.2	32,619.2	13,113.5	5,480.3
12-31-2039	46.8	264,961.1	301,195.1	23.0	66,744.8	234,450.3	82,126.0	30,207.0	11,615.7	4,652.2
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,229.9	221,189.0	73,791.2	25,907.7	9,529.3	3,657.5
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	73,089.1	226,467.7	71,954.5	24,114.5	8,484.1	3,120.7
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	71,109.6	248,393.4	75,162.7	24,044.7	8,091.8	2,852.3
12-31-2043	46.8	235,516.0	267,723.3	23.0	59,200.3	208,523.0	60,093.4	18,350.2	5,906.9	1,995.4
12-31-2044	46.8	233,868.8	265,850.8	23.0	59,467.6	206,383.2	56,644.5	16,510.8	5,083.7	1,645.8
12-31-2045	46.8	215,102.4	244,518.1	23.0	54,561.1	189,957.0	49,653.5	13,815.2	4,068.8	1,262.3
12-31-2046	46.8	176,115.7	200,199.9	23.0	44,866.5	155,333.4	38,669.6	10,270.1	2,893.2	860.2
12-31-2047	46.8	133,040.5	151,234.1	23.0	33,604.4	117,629.7	27,889.0	7,070.2	1,905.2	542.8
12-31-2048	46.8	99,606.3	113,227.6	23.0	24,508.0	88,719.7	20,033.0	4,847.8	1,249.5	341.2
12-31-2049	46.8	86,236.8	98,029.9	23.0	21,414.7	76,615.3	16,476.0	3,805.8	938.3	245.5
12-31-2050	46.8	45,129.9	51,301.6	23.0	10,667.1	40,634.4	8,322.3	1,835.0	432.7	108.5
12-31-2051	46.8	26,739.5	30,396.1	-	6,796.3	23,599.9	4,603.3	968.8	218.5	52.5
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		6,092,633.9	8,204,084.3		1,723,851.6	6,480,232.7	3,437,069.8	2,216,082.4	1,632,333.7	1,307,829.8

⁽¹⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	137,429.9	15,804.4	10,035.8	2,512.7	28,352.9	-	-	-	109,077.0
12-31-2044	156,936.9	18,047.7	11,460.3	2,869.3	32,377.4	-	-	-	124,559.5
12-31-2045	222,808.2	25,622.9	16,270.6	4,073.6	45,967.2	-	-	-	176,841.1
12-31-2046	343,396.9	39,490.6	25,076.6	6,278.4	70,845.6	-	-	-	272,551.3
12-31-2047	475,280.2	54,657.2	34,707.3	8,689.6	98,054.2	-	-	-	377,226.0
12-31-2048	581,500.7	66,872.6	42,464.1	10,631.7	119,968.3	-	-	-	461,532.4
12-31-2049	485,266.0	55,805.6	35,436.6	8,872.2	100,114.3	-	-12,145.8	-	397,297.5
12-31-2050	621,661.9	71,491.1	45,396.9	11,365.9	128,253.9	-	-12,145.8	-	505,553.8
12-31-2051	594,121.8	68,324.0	43,385.7	10,862.4	122,572.2	-	-	38,771.8	432,777.8
12-31-2052	489,834.5	56,331.0	35,770.2	8,955.7	101,056.8	-	-	38,771.8	350,005.9
12-31-2053	415,694.3	47,804.8	30,356.1	7,600.2	85,761.1	-	12,145.8	38,771.8	279,015.6
12-31-2054	346,246.6	39,818.4	25,284.7	6,330.5	71,433.5	-	12,145.8	38,771.8	223,895.5
12-31-2055	352,550.1	40,543.3	25,745.0	6,445.7	72,734.0	-	12,145.8	38,771.8	228,898.6
Total	5,086,587.9	584,957.6	371,448.1	92,998.9	1,049,404.6	-	-	155,087.0	3,882,096.3

⁽¹⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	-	23.0	-111.4	111.4	108.7	106.2	103.9	101.7
12-31-2019	-	-	-	23.0	-111.4	111.4	103.5	96.5	90.3	84.7
12-31-2020	9.3	0.6	-0.6	23.0	-111.5	110.9	98.2	87.4	78.2	70.3
12-31-2021	29.5	1.5	-1.5	23.0	-111.7	110.3	93.0	79.0	67.6	58.3
12-31-2022	38.5	1.7	-1.7	23.0	-111.8	110.0	88.4	71.7	58.7	48.4
12-31-2023	45.6	1.0	-1.0	23.0	-111.6	110.6	84.6	65.5	51.3	40.6
12-31-2024	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	81.1	59.9	44.9	34.1
12-31-2025	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	77.3	54.5	39.0	28.4
12-31-2026	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	73.6	49.5	34.0	23.6
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-55.7	55.7	35.0	22.5	14.8	9.9
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	80.2	-80.2	-35.9	-16.6	-8.0	-4.0
12-31-2035	46.8	-	-	23.0	80.2	-80.2	-34.2	-15.1	-7.0	-3.3
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-84.8	-35.9	-15.8	-7.2
12-31-2037	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-80.8	-32.6	-13.7	-6.0
12-31-2038	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-76.9	-29.6	-11.9	-5.0
12-31-2039	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-73.3	-26.9	-10.4	-4.2
12-31-2040	46.8	-	-	23.0	-206.3	206.3	68.8	24.2	8.9	3.4
12-31-2041	46.8	-	-	23.0	-201.3	201.3	63.9	21.4	7.5	2.8
12-31-2042	46.8	-	-	23.0	-201.3	201.3	60.9	19.5	6.6	2.3
12-31-2043	46.8	51,048.0	58,029.0	23.0	13,145.4	44,883.6	12,934.8	3,949.8	1,271.4	429.5
12-31-2044	46.8	58,293.9	66,265.7	23.0	15,157.2	51,108.4	14,027.4	4,088.7	1,258.9	407.6
12-31-2045	46.8	82,761.6	94,079.4	23.0	21,554.4	72,525.0	18,957.5	5,274.6	1,553.4	482.0
12-31-2046	46.8	127,554.0	144,997.3	23.0	33,349.4	111,647.9	27,794.3	7,381.7	2,079.5	618.3
12-31-2047	46.8	176,541.8	200,684.2	23.0	46,157.4	154,526.9	36,637.0	9,287.9	2,502.8	713.1
12-31-2048	46.8	215,997.2	245,535.2	23.0	56,828.0	188,707.2	42,610.3	10,311.3	2,657.7	725.7
12-31-2049	46.8	185,935.2	211,362.3	23.0	48,566.1	162,796.2	35,009.1	8,086.8	1,993.7	521.7
12-31-2050	46.8	236,599.2	268,954.6	23.0	61,812.3	207,142.3	42,424.5	9,354.2	2,205.9	553.2
12-31-2051	46.8	202,540.0	230,237.8	-	52,357.7	177,880.1	34,696.5	7,302.5	1,647.2	395.9
12-31-2052	46.8	163,802.7	186,203.1	23.0	42,826.7	143,376.4	26,634.6	5,350.9	1,154.5	265.9
12-31-2053	46.8	130,579.3	148,436.3	23.0	36,933.9	111,502.4	19,727.1	3,783.1	780.7	172.3
12-31-2054	46.8	104,783.1	119,112.4	23.0	30,189.4	88,923.0	14,983.2	2,742.7	541.4	114.5
12-31-2055	46.8	107,124.5	121,774.0	23.0	30,801.6	90,972.5	14,598.6	2,550.8	481.7	97.6
Total		1,816,825.9	2,065,270.4		482,212.2	1,583,058.2	337,082.9	79,097.3	20,449.3	5,923.7

⁽¹⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,205.2	64,538.6	40,982.0	10,260.6	115,781.2	-818.7	-	38,771.8	407,470.9
12-31-2023	564,854.1	64,958.2	41,248.5	10,327.3	116,534.0	-	-	38,771.8	409,548.3
12-31-2024	571,715.2	65,747.2	41,749.5	10,452.8	117,949.5	-	-	38,771.8	414,993.9
12-31-2025	578,031.3	66,473.6	42,210.7	10,568.2	119,252.6	-	-	38,771.8	420,007.0
12-31-2026	584,528.7	67,220.8	42,685.2	10,687.0	120,593.0	25,957.0	-	38,771.8	399,206.9
12-31-2027	592,211.4	68,104.3	43,246.2	10,827.5	122,178.0	25,957.0	-	38,771.8	405,304.6
12-31-2028	600,321.0	69,036.9	43,838.4	10,975.8	123,851.1	-	-	38,771.8	437,698.1
12-31-2029	610,591.5	70,218.0	44,588.4	11,163.5	125,970.0	-	-	38,771.8	445,849.8
12-31-2030	627,559.0	72,169.3	45,827.5	11,473.8	129,470.5	-	-	38,771.8	459,316.7
12-31-2031	639,995.0	73,599.4	46,735.6	11,701.1	132,036.2	-	-	38,771.8	469,187.1
12-31-2032	657,636.2	75,628.2	48,023.9	12,023.7	135,675.7	-	-	38,771.8	483,188.7
12-31-2033	671,308.0	77,200.4	49,022.3	12,273.6	138,496.3	36,339.8	-	38,771.8	457,700.1
12-31-2034	688,530.8	79,181.0	50,280.0	12,588.5	142,049.5	-	-	38,771.8	507,709.5
12-31-2035	705,183.0	81,096.0	51,496.0	12,893.0	145,485.0	25,957.0	-	38,771.8	494,969.2
12-31-2036	721,705.6	82,996.1	52,702.5	13,195.1	148,893.7	-	-	38,771.8	534,040.1
12-31-2037	733,435.4	84,345.1	53,559.1	13,409.5	151,313.7	-	-	38,771.8	543,350.0
12-31-2038	747,133.1	85,920.3	54,559.4	13,660.0	154,139.7	-	-	38,771.8	554,221.7
12-31-2039	762,169.8	87,649.5	55,657.4	13,934.9	157,241.8	-	-	38,771.8	566,156.2
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	820,328.6	94,337.8	59,904.5	14,998.2	169,240.5	-	-	38,771.8	612,316.3
12-31-2044	835,400.9	96,071.1	61,005.1	15,273.8	172,350.0	-	-	38,771.8	624,279.1
12-31-2045	850,750.1	97,836.3	62,126.0	15,554.4	175,516.7	-	-	38,771.8	636,461.6
12-31-2046	866,379.8	99,633.7	63,267.4	15,840.2	178,741.2	-	-	38,771.8	648,866.8
12-31-2047	882,297.7	101,464.2	64,429.8	16,131.2	182,025.2	-	-	38,771.8	661,500.7
12-31-2048	898,507.4	103,328.4	65,613.5	16,427.6	185,369.4	-	-	38,771.8	674,366.3
12-31-2049	781,583.0	89,882.0	57,075.1	14,289.8	161,246.9	-	-	38,771.8	581,564.3
12-31-2050	807,312.1	92,840.9	58,954.0	14,760.2	166,555.1	-	-	38,771.8	601,985.3
12-31-2051	594,121.8	68,324.0	43,385.7	10,862.4	122,572.2	-	-	38,771.8	432,777.8
12-31-2052	489,834.5	56,331.0	35,770.2	8,955.7	101,056.8	-	-	38,771.8	350,005.9
12-31-2053	415,694.3	47,804.8	30,356.1	7,600.2	85,761.1	-	12,145.8	38,771.8	279,015.6
12-31-2054	346,246.6	39,818.4	25,284.7	6,330.5	71,433.5	-	12,145.8	38,771.8	223,895.5
12-31-2055	352,550.1	40,543.3	25,745.0	6,445.7	72,734.0	-	12,145.8	38,771.8	228,898.6
Total	25,118,836.0	2,888,666.1	1,834,303.0	459,251.7	5,182,220.8	245,918.0	36,437.5	1,475,445.2	18,178,814.5

⁽¹⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,627.0	311,507.0	303,999.7	297,010.2	290,481.7	284,365.7
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,627.2	325,749.2	302,760.7	282,354.3	264,141.5	247,805.8
12-31-2020	9.3	35,986.9	349,091.4	23.0	71,909.6	277,181.8	245,353.1	218,415.3	195,443.0	175,716.1
12-31-2021	29.5	105,131.8	251,055.6	23.0	54,882.1	196,173.6	165,378.1	140,529.1	120,281.3	103,634.9
12-31-2022	38.5	157,028.1	250,442.9	23.0	44,031.6	206,411.3	165,722.5	134,420.7	110,050.8	90,869.4
12-31-2023	45.6	186,952.1	222,596.3	23.0	40,095.1	182,501.2	139,548.3	108,045.3	84,611.2	66,952.8
12-31-2024	46.8	194,217.2	220,776.8	23.0	40,337.1	180,439.7	131,401.9	97,113.5	72,743.8	55,163.8
12-31-2025	46.8	196,563.3	223,443.7	23.0	41,168.0	182,275.7	126,418.0	89,183.3	63,899.1	46,437.6
12-31-2026	46.8	186,828.8	212,378.1	23.0	45,084.2	167,293.9	110,502.2	74,411.9	50,997.4	35,517.3
12-31-2027	46.8	189,682.6	215,622.1	23.0	47,932.1	167,690.0	105,489.4	67,807.3	44,450.6	29,667.8
12-31-2028	46.8	204,842.7	232,855.4	23.0	47,281.4	185,574.0	111,180.7	68,217.2	42,775.0	27,359.9
12-31-2029	46.8	208,657.7	237,192.1	23.0	48,534.1	188,658.0	107,646.1	63,046.3	37,813.8	23,178.8
12-31-2030	46.8	214,960.2	244,356.5	23.0	50,539.1	193,817.4	105,323.8	58,882.2	33,780.8	19,843.9
12-31-2031	46.8	219,579.5	249,607.5	23.0	52,505.7	197,101.8	102,008.2	54,436.4	29,872.4	16,816.8
12-31-2032	46.8	226,132.3	257,056.4	23.0	55,143.4	201,913.0	99,522.1	50,695.6	26,610.0	14,356.1
12-31-2033	46.8	214,203.7	243,496.5	23.0	60,525.5	182,971.0	85,891.1	41,763.4	20,968.4	10,841.1
12-31-2034	46.8	237,608.1	270,101.5	23.0	57,450.7	212,650.8	95,070.0	44,125.3	21,191.1	10,499.7
12-31-2035	46.8	231,645.6	263,323.6	23.0	61,861.9	201,461.8	85,778.8	38,003.2	17,457.4	8,289.4
12-31-2036	46.8	249,930.8	284,109.3	23.0	60,075.5	224,033.9	90,847.2	38,419.3	16,881.2	7,681.8
12-31-2037	46.8	254,287.8	289,062.2	23.0	61,811.6	227,250.6	87,763.4	35,428.1	14,890.1	6,493.4
12-31-2038	46.8	259,375.8	294,845.9	23.0	64,898.3	229,947.7	84,576.2	32,589.6	13,101.6	5,475.4
12-31-2039	46.8	264,961.1	301,195.1	23.0	66,954.0	234,241.1	82,052.8	30,180.1	11,605.4	4,648.0
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,023.6	221,395.3	73,860.0	25,931.8	9,538.2	3,660.9
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	72,887.9	226,669.0	72,018.4	24,135.9	8,491.7	3,123.4
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	70,908.3	248,594.6	75,223.6	24,064.2	8,098.3	2,854.6
12-31-2043	46.8	286,564.0	325,752.3	23.0	72,345.7	253,406.6	73,028.2	22,300.0	7,178.3	2,424.9
12-31-2044	46.8	292,162.6	332,116.5	23.0	74,624.9	257,491.6	70,671.9	20,599.5	6,342.6	2,053.3
12-31-2045	46.8	297,864.0	338,597.6	23.0	76,115.5	262,482.1	68,611.0	19,089.8	5,622.2	1,744.3
12-31-2046	46.8	303,669.7	345,197.2	23.0	78,215.9	266,981.3	66,463.9	17,651.8	4,972.7	1,478.5
12-31-2047	46.8	309,582.3	351,918.4	23.0	79,761.8	272,156.6	64,526.0	16,358.2	4,407.9	1,255.9
12-31-2048	46.8	315,603.4	358,762.9	23.0	81,336.0	277,426.9	62,643.3	15,159.0	3,907.2	1,066.9
12-31-2049	46.8	272,172.1	309,392.2	23.0	69,980.7	239,411.4	51,485.2	11,892.6	2,932.0	767.2
12-31-2050	46.8	281,729.1	320,256.2	23.0	72,479.5	247,776.7	50,746.8	11,189.2	2,638.6	661.7
12-31-2051	46.8	202,540.0	230,237.8	-	52,357.7	177,880.1	34,696.5	7,302.5	1,647.2	395.9
12-31-2052	46.8	163,802.7	186,203.1	23.0	42,826.7	143,376.4	26,634.6	5,350.9	1,154.5	265.9
12-31-2053	46.8	130,579.3	148,436.3	23.0	36,933.9	111,502.4	19,727.1	3,783.1	780.7	172.3
12-31-2054	46.8	104,783.1	119,112.4	23.0	30,189.4	88,923.0	14,983.2	2,742.7	541.4	114.5
12-31-2055	46.8	107,124.5	121,774.0	23.0	30,801.6	90,972.5	14,598.6	2,550.8	481.7	97.6
Total		7,909,459.8	10,269,354.7		2,206,063.8	8,063,290.9	3,774,152.7	2,295,179.6	1,652,783.0	1,313,753.4

⁽¹⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Price Received Per Production Unit (\$/MCF)	Average Royalties Paid Per Production Unit (\$/MCF)	Average Production Costs Per Production Unit (\$/MCF)	Average Net Revenue Per Production Unit (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (Percent)
2017 ⁽²⁾	98.40	5.36	0.85	0.37	4.14	3.4
2016	103.79	5.20	0.82	0.38	4.00	3.2
2015	92.30	5.35	0.85	0.45	4.05	2.8

Note: The per-production-unit (\$/MCF) estimates shown in this report are provided by Delek Drilling. These estimates are based on historical production data since January 2015 and include condensate revenue and costs.

⁽¹⁾ The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of the year.

⁽²⁾ The 2017 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate ⁽²⁾	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	2,019,166	2,485,805	2,626,591	15,609	20,310	21,803	129	122	120	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,500,574	1,610,748	1,633,189	12,117	13,463	14,421	124	120	113	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,815,224	1,901,136	1,964,019	8,422	9,058	9,397	216	210	209	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity ⁽³⁾ (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.24	0.24	0.76	0.79	0.82	372	372	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the A, B, and C Sands result in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽⁴⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	300,301	333,668	367,035	2,204	2,449	2,694	136	136	136	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	142,476	156,724	947	1,052	1,157	135	135	135	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	0.24	0.24	0.84	0.87	0.89	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ג'

**מכתב מ- NSAI בדבר היעדר שינויים מהותיים
בפרויקט תמר**

March 20, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzlia 4612001
Israel

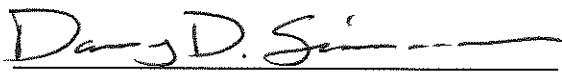
Ladies and Gentlemen:

This no material change letter is regarding new well data for certain gas properties in Tamar and Tamar Southwest Fields, located in the Tamar Lease I/12, offshore Israel. Since our report dated February 6, 2018, we, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) have received daily well production data through March 16, 2018. This daily well production data has been reviewed by NSAI and it is our opinion that there are no material changes to our production profile for each category and our proved, proved plus probable, and proved plus probable plus possible reserves referenced in our February 6 report.

The February 6 report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

RBT:LNH

נספח ד'

**דוח משאבים מותנים ומנובאים
בחזקת דלית**

March 19, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzeliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective gas resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in discoveries and prospects located in the Dalit Discovery area, offshore Israel. We previously prepared a report dated March 13, 2013, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective gas resources in the Dalit Discovery area, as of December 31, 2012. The working interest resources shown in this report have been updated to reflect Delek Drilling's current interest. It is our understanding that Delek Drilling owns a 22 percent direct working interest and a 3.7 percent indirect working interest in these properties; this indirect working interest is through Delek Drilling's 40 percent ownership of Tamar Petroleum Ltd. As of December 31, 2017, we have received no new engineering or geological data that would lead us to make changes to the estimates presented in our March 2013 report. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and a reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the unrisksed gross (100 percent) contingent gas resources and the unrisksed working interest contingent gas resources to the Delek Drilling interest in these properties, as of December 31, 2017, to be:

Category	Unrisksed Contingent Gas Resources (BCF)	
	Gross (100%)	Working Interest
Low Estimate (1C)	216.9	55.7
Best Estimate (2C)	270.7	69.6
High Estimate (3C)	334.8	86.0

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. These properties are not expected to produce commercial volumes of condensate.

The contingent resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

PROSPECTIVE RESOURCES

The Dalit prospects consist of fault blocks West 1, West 2, West 3, East 1, East 2, and East 3. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources.

Totals of unrisks prospective resources beyond the prospect and lead levels are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospect and lead, meaningful totals beyond these levels can be defined only by summing risks prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective gas resources and the unrisks working interest prospective gas resources to the Delek Drilling interest in the Dalit prospects, as of December 31, 2017, to be:

Fault Block	Unrisks Prospective Gas Resources (BCF)					
	Gross (100%)			Working Interest		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
West 1	134.2	169.1	210.2	34.5	43.5	54.0
West 2	64.0	80.8	101.8	16.4	20.8	26.2
West 3	2.9	3.7	4.6	0.7	1.0	1.2
East 1	3.4	4.3	5.5	0.9	1.1	1.4
East 2	1.8	2.3	2.9	0.5	0.6	0.7
East 3	5.9	7.4	9.3	1.5	1.9	2.4

These properties are not expected to produce commercial volumes of condensate.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision

with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risks for these prospects are trap integrity and reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for these prospects are shown in the following table:

Geologic Risk Element	Probability of Success (%)
Trap Integrity	90
Reservoir Quality	90
Source Evaluation	100
Timing/Migration	95
Probability of Geologic Success	77

Each prospect was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospect drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospects may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

The Dalit Discovery area is covered by a 3-D seismic data set acquired in 2008 by Geco-Prakla and processed in 2008 by CGG SA and another 3-D seismic data set acquired and processed in 2010 by Petroleum Geo-Services ASA. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisked prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospects.

GENERAL INFORMATION

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimates in this report or the commerciality of such resources estimates.

The contingent and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent and prospective resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II immediately following the definitions. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed

professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on February 7, 2018, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., the operator of the properties; Delek Drilling; other interest owners; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

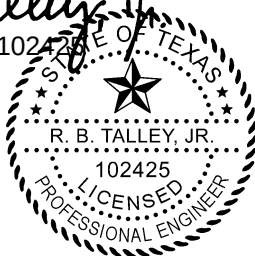
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President

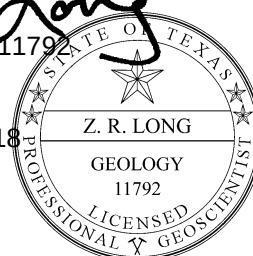
Date Signed: March 19, 2018

RBT:LNH



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: March 19, 2018



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

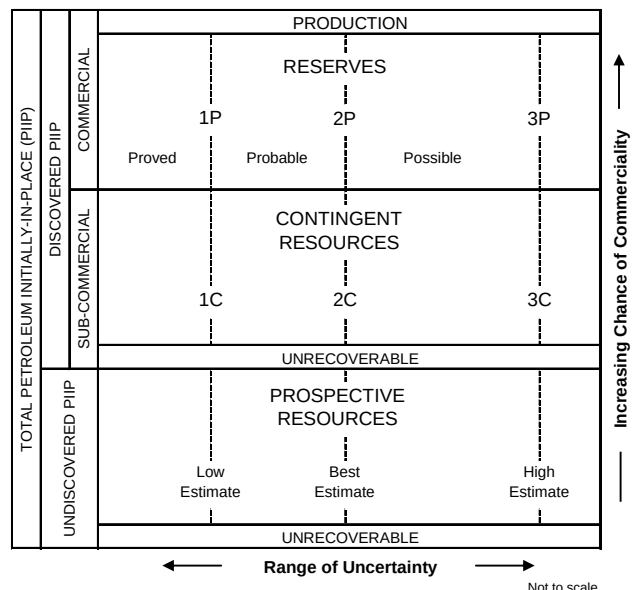


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

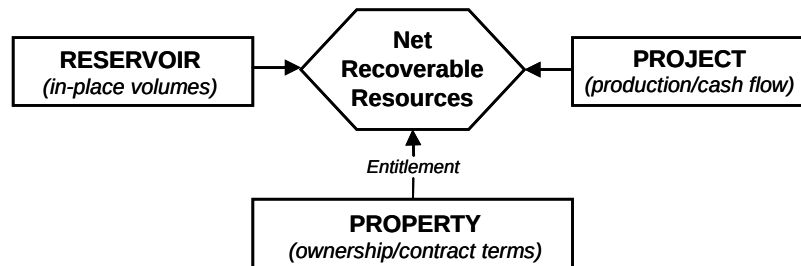


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recompleat an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DALIT DISCOVERY, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Gross Rock Volume (acre-feet) Lognormal Distribution		Area (acres) Lognormal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
118,931	166,978	1,273	1,394	93	120	0.74	0.84
Porosity (decimal) Normal Distribution		Gas Saturation (decimal) Normal Distribution		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾ Uniform Distribution		Gas Recovery Factor (decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
DALIT PROSPECTS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2017

Fault Block	Gross Rock Volume (acre-feet)		Area (acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal)	
	Lognormal Distribution		Lognormal Distribution				Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	73,444	104,920	1,075	1,353	68	78	0.74	0.84
West 2	34,754	49,649	534	729	65	68	0.74	0.84
West 3	1,595	2,279	19	30	84	76 ⁽²⁾	0.74	0.84
East 1	1,864	2,663	20	144	93	18 ⁽²⁾	0.74	0.84
East 2	1,005	1,436	16	75	63	19 ⁽²⁾	0.74	0.84
East 3	3,199	4,570	55	152	58	30 ⁽²⁾	0.74	0.84

Fault Block	Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾		Gas Recovery Factor (decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Uniform Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
West 2	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
West 3	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 1	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 2	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70
East 3	0.27	0.33	0.79	0.86	354	354	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the West 3, East 1, East 2, and East 3 Fault Blocks results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

נספח ה'

**דוח עתודות ודוח משאבים מותנים
במאגר לויתן**

March 19, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzeliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved undeveloped, probable, and possible reserves and future revenue, as of February 28, 2018, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in certain gas properties located in Leviathan Field, License I/14 and I/15, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources and cash flow to the Delek Drilling working interest, as of February 28, 2018, for these properties. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves and the Phase I – First Stage contingent resources, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Delek Drilling, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in thousands of United States dollars (M\$) or millions of United States dollars (MM\$). For your reference, the March 19, 2018, exchange rate was 3.47 Israeli New Shekels per United States dollar.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the working interest reserves to the Delek Drilling interest in these properties, as of February 28, 2018, to be:

March 19, 2018
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved Undeveloped	9,409.9	4,266.4	16.9	7.7
Probable	3,241.1	1,469.5	5.8	2.6
Proved + Probable (2P)	12,650.9	5,735.9	22.7	10.3
Possible	1,148.9	520.9	2.1	0.9
Proved + Probable + Possible (3P)	13,799.8	6,256.8	24.8	11.2

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling interest in these properties, as of February 28, 2018, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved Undeveloped	11,800.8	4,158.9	1,848.8	875.6	363.6
Probable	3,556.5	1,814.7	1,188.3	880.8	694.8
Proved + Probable (2P)	15,357.3	5,973.7	3,037.1	1,756.4	1,058.4
Possible	1,212.1	562.5	316.8	204.0	144.8
Proved + Probable + Possible (3P)	16,569.3	6,536.1	3,353.9	1,960.4	1,203.3

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The project maturity subclass for these reserves is approved for development. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in

March 19, 2018
Page 3 of 6

this report are contingent upon finalization of additional gas contracts, sanctioning of additional Phase I – First Stage drilling, and project sanctioning for additional future development. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources in these properties by development phase, as of February 28, 2018, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage	5,110.2	4,355.6	3,916.6	9.2	7.8	7.0
Future Development	2,209.2	4,356.3	8,060.5	4.0	7.8	14.5
Total	7,319.4	8,711.9	11,977.1	13.1	15.6	21.5

Totals may not add because of rounding.

We estimate the working interest contingent resources to the Delek Drilling interest in these properties by development phase, as of February 28, 2018, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage	2,316.9	1,974.8	1,775.8	4.2	3.5	3.2
Future Development	1,001.7	1,975.1	3,654.6	1.8	3.5	6.6
Total	3,318.6	3,950.0	5,430.4	6.0	7.0	9.8

Totals may not add because of rounding.

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. The costs required to resolve the contingencies have not been included in this report; estimates of cash flow are based on the assumption that all contingencies will be successfully addressed. For the Phase I – First Stage, we estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling interest in these properties, as of February 28, 2018, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	4,536.0	2,612.2	1,609.8	1,112.3	836.7
Best Estimate (2C)	4,636.9	1,382.2	529.8	252.2	142.9
High Estimate (3C)	4,517.3	1,012.6	276.0	87.1	29.5

March 19, 2018

Page 4 of 6

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables VI through VIII present cash flow, costs, and taxes by resources category for the Phase I – First Stage contingent resources. As requested, we have included an appendix to this report that presents tables of cash flow, costs, and taxes resulting from aggregating our estimates of reserves and the Phase I - First Stage contingent resources.

ECONOMIC PARAMETERS

As requested, this report has been prepared using gas and condensate prices specified by Delek Drilling. Gas prices are based on Delek Drilling's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived from various formulae that include indexation mainly to the Power Generation Tariffs, published by The Electricity Authority, or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense estimates of Delek Drilling. Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Noble Energy Mediterranean Ltd. is the operator of the properties. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs, per-well costs, and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Delek Drilling and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for new development wells, production equipment, initial platform construction and installation, and gas transportation pipelines. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves and contingent resources have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material

March 19, 2018
Page 5 of 6

effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Delek Drilling, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells. Such sensitivity analysis could lead to the conclusion that the reserves are not economic.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table IX. The reserves and contingent resources shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on February 8, 2018, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Delek Drilling, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and

March 19, 2018
Page 6 of 6

by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

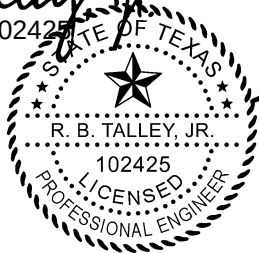
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President

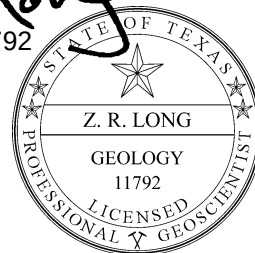
Date Signed: March 19, 2018

RBT:JMH



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: March 19, 2018



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

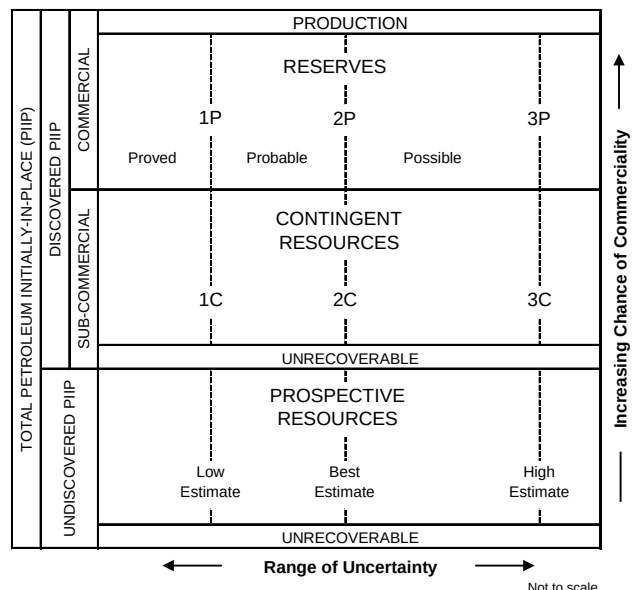


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

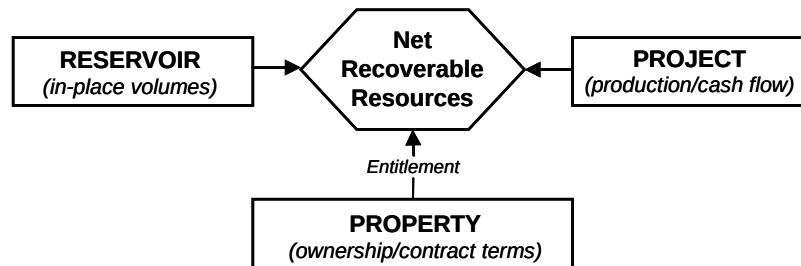


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recompleat an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED UNDEVELOPED RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	485,615.9	55,845.8	13,123.8	6,980.7	75,950.3	23,083.3	0.0	58,164.4	328,417.9
12-31-2021	498,745.7	57,355.8	13,478.6	7,169.5	78,003.8	0.0	0.0	58,278.1	362,463.7
12-31-2022	645,955.2	74,284.8	17,456.9	9,285.6	101,027.4	0.0	0.0	60,098.0	484,829.8
12-31-2023	654,455.8	75,262.4	17,686.7	9,407.8	102,356.9	0.0	0.0	55,029.5	497,069.5
12-31-2024	663,095.3	76,256.0	17,920.2	9,532.0	103,708.1	0.0	0.0	55,113.0	504,274.2
12-31-2025	668,837.0	76,916.3	18,075.3	9,614.5	104,606.1	0.0	0.0	55,158.9	509,072.0
12-31-2026	676,523.6	77,800.2	39,916.8	9,725.0	127,442.1	0.0	0.0	55,228.1	493,853.5
12-31-2027	687,883.7	79,106.6	50,232.7	9,888.3	139,227.7	0.0	0.0	55,330.3	493,325.7
12-31-2028	703,764.6	80,932.9	51,392.4	10,116.6	142,441.9	0.0	0.0	55,479.1	505,843.5
12-31-2029	713,852.8	82,093.1	52,129.1	10,261.6	144,483.8	0.0	0.0	73,881.4	495,487.6
12-31-2030	727,432.7	83,654.8	53,120.8	10,456.8	147,232.4	0.0	0.0	55,688.1	524,512.2
12-31-2031	738,453.3	84,922.1	53,925.6	10,615.3	149,462.9	0.0	0.0	55,785.5	533,204.9
12-31-2032	756,513.9	86,999.1	55,244.4	10,874.9	153,118.4	0.0	0.0	55,953.8	547,441.7
Subtotal	8,621,129.5	991,429.9	453,703.2	123,928.7	1,569,061.9	1,273,594.5	0.0	749,188.2	5,029,285.0
Remaining	27,547,145.1	3,167,921.7	2,011,630.3	395,990.2	5,575,542.2	0.0	60,592.4	1,923,113.3	19,987,897.3
Total	36,168,274.6	4,159,351.6	2,465,333.5	519,918.9	7,144,604.0	1,273,594.5	60,592.4	2,672,301.5	25,017,182.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	328,417.9	23.0	0.0	328,417.9	293,079.2	262,932.2	237,027.4	214,620.2
12-31-2021	-	0.0	362,463.7	23.0	18,332.2	344,131.6	292,478.2	250,466.1	215,972.5	187,407.5
12-31-2022	-	0.0	484,829.8	23.0	65,649.9	419,179.9	339,297.1	277,352.5	228,758.1	190,231.2
12-31-2023	-	0.0	497,069.5	23.0	68,465.1	428,604.4	330,405.3	257,807.6	203,392.4	162,090.2
12-31-2024	-	0.0	504,274.2	23.0	70,122.2	434,152.0	318,744.7	237,404.1	179,152.2	136,823.5
12-31-2025	-	0.0	509,072.0	23.0	71,225.6	437,846.3	306,149.5	217,658.4	157,110.1	114,989.8
12-31-2026	-	0.0	493,853.5	23.0	67,725.4	426,128.1	283,767.5	192,575.5	132,961.2	93,260.2
12-31-2027	-	0.0	493,325.7	23.0	67,604.0	425,721.7	269,997.0	174,901.7	115,508.2	77,642.7
12-31-2028	-	0.0	505,843.5	23.0	70,483.1	435,360.4	262,961.9	162,601.5	102,716.0	66,167.2
12-31-2029	21.0	104,025.5	391,462.1	23.0	44,175.4	347,286.7	199,775.8	117,915.5	71,249.1	43,984.6
12-31-2030	28.3	148,233.1	376,279.1	23.0	86,013.3	290,265.8	159,023.4	89,595.5	51,783.2	30,635.7
12-31-2031	33.1	176,422.1	356,782.8	23.0	82,060.0	274,722.8	143,341.1	77,089.0	42,617.7	24,162.7
12-31-2032	37.5	205,439.4	342,002.3	23.0	78,660.5	263,341.8	130,859.9	67,177.6	35,523.6	19,301.4
Subtotal		634,120.1	4,395,164.8		790,516.7	3,604,648.2	2,125,342.9	1,222,689.8	649,081.5	271,542.2
Remaining		9,333,677.5	10,654,219.8		2,458,068.7	8,196,151.1	2,033,581.5	626,064.2	226,523.2	92,084.5
Total		9,967,797.7	15,049,384.6		3,248,585.3	11,800,799.3	4,158,924.4	1,848,754.0	875,604.7	363,626.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	343,945.6	39,553.7	9,295.1	4,944.2	53,793.1	0.0	0.0	4,351.7	285,800.9
12-31-2021	427,424.1	49,153.8	11,551.1	6,144.2	66,849.1	0.0	0.0	5,286.9	355,288.0
12-31-2022	340,871.0	39,200.2	9,212.0	4,900.0	53,312.2	0.0	0.0	4,109.2	283,449.5
12-31-2023	478,499.8	55,027.5	30,900.0	6,878.4	92,805.9	0.0	0.0	5,796.5	379,897.4
12-31-2024	487,795.7	56,096.5	66,123.7	7,012.1	129,232.2	0.0	0.0	5,897.4	352,666.1
12-31-2025	504,356.3	58,001.0	67,597.1	7,250.1	132,848.2	0.0	0.0	6,081.3	365,426.7
12-31-2026	509,042.9	58,539.9	46,659.2	7,317.5	112,516.6	0.0	0.0	6,123.5	390,402.7
12-31-2027	517,391.0	59,500.0	37,782.5	7,437.5	104,719.9	0.0	0.0	6,198.7	406,472.4
12-31-2028	509,127.3	58,549.6	37,179.0	7,318.7	103,047.4	0.0	0.0	6,064.2	400,015.7
12-31-2029	466,462.9	53,643.2	34,063.5	6,705.4	94,412.1	0.0	0.0	5,512.1	366,538.8
12-31-2030	413,723.5	47,578.2	30,212.2	5,947.3	83,737.6	0.0	0.0	4,844.1	325,141.8
12-31-2031	307,120.7	35,318.9	22,427.5	4,414.9	62,161.2	0.0	0.0	3,537.6	241,421.8
12-31-2032	250,938.8	28,858.0	18,324.8	3,607.2	50,790.0	0.0	0.0	2,868.8	197,280.1
Subtotal	5,556,699.5	639,020.4	421,327.7	79,877.6	1,140,225.7	0.0	0.0	66,671.9	4,349,802.0
Remaining	5,829,086.3	670,344.9	425,669.0	83,793.1	1,179,807.1	0.0	0.0	65,883.0	4,583,396.2
Total	11,385,785.8	1,309,365.4	846,996.7	163,670.7	2,320,032.7	0.0	0.0	132,554.9	8,933,198.2

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	-	0.0	285,800.9	23.0	46,560.6	239,240.3	213,497.4	191,536.4	172,665.7	156,342.8
12-31-2021	-	0.0	355,288.0	23.0	100,889.8	254,398.2	216,213.6	185,156.3	159,657.0	138,540.4
12-31-2022	-	0.0	283,449.5	23.0	65,193.4	218,256.1	176,663.2	144,410.3	119,108.4	99,048.5
12-31-2023	-	0.0	379,897.4	23.0	87,376.4	292,521.0	225,500.5	175,952.8	138,814.6	110,626.0
12-31-2024	-	0.0	352,666.1	23.0	81,113.2	271,552.9	199,368.1	148,491.2	112,055.9	85,580.2
12-31-2025	18.4	160,819.3	204,607.5	23.0	47,059.7	157,547.7	110,160.0	78,318.8	56,532.0	41,376.1
12-31-2026	33.6	297,046.3	93,356.4	23.0	21,472.0	71,884.4	47,869.3	32,486.0	22,429.5	15,732.3
12-31-2027	42.1	379,098.5	27,373.9	23.0	6,296.0	21,077.9	13,367.8	8,659.6	5,718.9	3,844.2
12-31-2028	46.7	423,479.2	-23,463.5	23.0	-5,396.6	-18,066.9	-10,912.6	-6,747.7	-4,262.6	-2,745.9
12-31-2029	46.8	299,402.8	67,135.9	23.0	15,441.3	51,694.7	29,737.2	17,552.1	10,605.6	6,547.2
12-31-2030	46.8	249,404.9	75,736.9	23.0	17,419.5	58,317.4	31,949.4	18,000.7	10,403.8	6,155.0
12-31-2031	46.8	186,103.2	55,318.6	23.0	12,723.3	42,595.3	22,224.8	11,952.5	6,607.8	3,746.4
12-31-2032	46.8	143,090.4	54,189.7	23.0	12,463.6	41,726.1	20,734.5	10,644.2	5,628.7	3,058.3
Subtotal		2,138,444.6	2,211,357.4		508,612.2	1,702,745.2	1,296,373.4	1,016,412.9	815,965.4	667,851.5
Remaining		2,177,976.8	2,405,419.5		551,687.8	1,853,731.7	1,318,375.0	1,016,412.9	815,965.4	667,851.5
Total		4,316,421.4	4,616,776.8		1,060,300.0	3,556,476.9	2,614,748.3	2,032,825.8	1,631,930.8	1,335,703.0

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	829,561.5	95,399.6	22,418.9	11,924.9	129,743.4	23,083.3	0.0	62,516.1	614,218.7
12-31-2021	926,169.8	106,509.5	25,029.7	13,313.7	144,853.0	0.0	0.0	63,565.1	717,751.8
12-31-2022	986,826.1	113,485.0	26,669.0	14,185.6	154,339.6	0.0	0.0	64,207.2	768,279.3
12-31-2023	1,132,955.6	130,289.9	48,586.7	16,286.2	195,162.8	0.0	0.0	60,825.9	876,966.9
12-31-2024	1,150,891.1	132,352.5	84,043.8	16,544.1	232,940.4	0.0	0.0	61,010.4	856,940.3
12-31-2025	1,173,193.3	134,917.2	85,672.4	16,864.7	237,454.3	0.0	0.0	61,240.2	874,498.7
12-31-2026	1,185,566.5	136,340.1	86,576.0	17,042.5	239,958.7	0.0	0.0	61,351.6	884,256.2
12-31-2027	1,205,274.7	138,606.6	88,015.2	17,325.8	243,947.6	0.0	0.0	61,529.0	899,798.1
12-31-2028	1,212,891.8	139,482.6	88,571.4	17,435.3	245,489.3	0.0	0.0	61,543.2	905,859.3
12-31-2029	1,180,315.7	135,736.3	86,192.6	16,967.0	238,895.9	0.0	0.0	79,393.5	862,026.4
12-31-2030	1,141,156.2	131,233.0	83,332.9	16,404.1	230,970.0	0.0	0.0	60,532.2	849,654.0
12-31-2031	1,045,574.0	120,241.0	76,353.0	15,030.1	211,624.2	0.0	0.0	59,323.1	774,626.7
12-31-2032	1,007,452.7	115,857.1	73,569.2	14,482.1	203,908.4	0.0	0.0	58,822.6	744,721.7
Subtotal	14,177,829.0	1,630,450.3	875,030.9	203,806.3	2,709,287.5	1,273,594.5	0.0	815,860.0	9,379,087.0
Remaining	33,376,231.4	3,838,266.6	2,437,299.3	479,783.3	6,755,349.2	0.0	60,592.4	1,988,996.3	24,571,293.5
Total	47,554,060.4	5,468,716.9	3,312,330.2	683,589.6	9,464,636.8	1,273,594.5	60,592.4	2,804,856.3	33,950,380.5

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	614,218.7	23.0	46,560.6	567,658.1	506,576.6	454,468.6	409,693.0	370,963.0
12-31-2021	-	0.0	717,751.8	23.0	119,222.0	598,529.8	508,691.8	435,622.3	375,629.4	325,948.0
12-31-2022	-	0.0	768,279.3	23.0	130,843.3	637,436.0	515,960.3	421,762.8	347,866.5	289,279.6
12-31-2023	-	0.0	876,966.9	23.0	155,841.5	721,125.4	555,905.8	433,760.3	342,207.1	272,716.1
12-31-2024	-	0.0	856,940.3	23.0	151,235.4	705,705.0	518,112.7	385,895.3	291,208.1	222,403.7
12-31-2025	18.4	160,819.3	713,679.5	23.0	118,285.4	595,394.1	416,309.5	295,977.1	213,642.2	156,365.9
12-31-2026	33.6	297,046.3	587,209.9	23.0	89,197.4	498,012.5	331,636.8	225,061.5	155,390.7	108,992.5
12-31-2027	42.1	379,098.5	520,699.6	23.0	73,900.0	446,799.6	283,364.9	183,561.3	121,227.1	81,486.9
12-31-2028	46.7	423,479.2	482,380.1	23.0	65,086.5	417,293.6	252,049.4	155,853.8	98,453.4	63,421.3
12-31-2029	46.8	403,428.3	458,598.0	23.0	59,616.6	398,981.4	229,513.0	135,467.6	81,854.7	50,531.8
12-31-2030	46.8	397,638.1	452,015.9	23.0	103,432.7	348,583.2	190,972.9	107,596.1	62,187.0	36,790.7
12-31-2031	46.8	362,525.3	412,101.4	23.0	94,783.3	317,318.1	165,565.9	89,041.5	49,225.5	27,909.0
12-31-2032	46.8	348,529.8	396,192.0	23.0	91,124.2	305,067.8	151,594.4	77,821.8	41,152.3	22,359.7
Subtotal		2,772,564.8	6,606,522.2		1,299,128.8	5,307,393.3	3,421,716.3	2,239,102.8	1,465,046.9	939,393.7
Remaining		11,511,654.3	13,059,639.2		3,009,756.4	10,049,882.8	2,551,956.5	797,986.5	291,380.4	119,035.5
Total		14,284,219.1	19,666,161.4		4,308,885.3	15,357,276.1	5,973,672.8	3,037,089.2	1,756,427.3	1,058,429.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	56,704.2	6,521.0	1,532.4	815.1	8,868.5	0.0	0.0	725.7	47,109.9
12-31-2021	75,893.5	8,727.7	2,051.0	1,091.0	11,869.7	0.0	0.0	964.0	63,059.7
12-31-2022	92,293.2	10,613.7	2,494.2	1,326.7	14,434.6	0.0	0.0	1,166.7	76,691.8
12-31-2023	109,707.6	12,616.4	20,177.4	1,577.0	34,370.8	0.0	0.0	1,319.0	74,017.7
12-31-2024	106,926.7	12,296.6	7,808.3	1,537.1	21,642.0	0.0	0.0	1,281.8	84,003.0
12-31-2025	94,776.6	10,899.3	6,921.1	1,362.4	19,182.8	0.0	0.0	1,132.5	74,461.3
12-31-2026	82,374.4	9,473.1	6,015.4	1,184.1	16,672.6	0.0	0.0	981.5	64,720.3
12-31-2027	21,868.1	2,514.8	1,596.9	314.4	4,426.1	0.0	0.0	259.5	17,182.5
12-31-2028	41,523.2	4,775.2	3,032.2	596.9	8,404.3	0.0	0.0	500.9	32,618.0
12-31-2029	90,744.2	10,435.6	6,626.6	1,304.4	18,366.6	0.0	0.0	1,107.6	71,270.0
12-31-2030	149,944.2	17,243.6	10,949.7	2,155.4	30,348.7	0.0	0.0	1,829.8	117,765.7
12-31-2031	237,813.5	27,348.6	17,366.3	3,418.6	48,133.5	0.0	0.0	2,887.8	186,792.2
12-31-2032	269,957.5	31,045.1	19,713.6	3,880.6	54,639.4	0.0	0.0	3,230.6	212,087.4
Subtotal	1,430,526.7	164,510.6	106,285.3	20,563.8	291,359.7	0.0	0.0	17,387.5	1,121,779.5
Remaining	2,366,446.7	272,141.4	172,809.8	34,017.7	478,968.8	0.0	0.0	27,448.6	1,860,029.3
Total	3,796,973.4	436,651.9	279,095.0	54,581.5	770,328.5	0.0	0.0	44,836.1	2,981,808.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	-	0.0	47,109.9	23.0	10,835.3	36,274.6	32,371.4	29,041.6	26,180.3	23,705.4
12-31-2021	-	0.0	63,059.7	23.0	14,503.7	48,556.0	41,267.8	35,340.0	30,473.1	26,442.7
12-31-2022	-	0.0	76,691.8	23.0	17,639.1	59,052.7	47,799.1	39,072.5	32,226.7	26,799.1
12-31-2023	-	0.0	74,017.7	23.0	17,024.1	56,993.7	43,935.6	34,282.0	27,046.1	21,553.9
12-31-2024	3.5	32,983.1	51,019.8	23.0	11,734.6	39,285.3	28,842.4	21,482.1	16,211.0	12,380.8
12-31-2025	28.2	107,185.9	-32,724.6	23.0	-7,526.7	-25,197.9	-17,618.8	-12,526.2	-9,041.6	-6,617.6
12-31-2026	38.7	70,354.1	-5,633.9	23.0	-1,295.8	-4,338.1	-2,888.8	-1,960.5	-1,353.6	-949.4
12-31-2027	45.8	41,093.4	-23,910.9	23.0	-5,499.5	-18,411.4	-11,676.7	-7,564.1	-4,995.4	-3,357.9
12-31-2028	46.8	15,728.1	16,889.8	23.0	3,884.7	13,005.2	7,855.3	4,857.3	3,068.4	1,976.6
12-31-2029	46.8	33,354.3	37,915.6	23.0	8,720.6	29,195.0	16,794.4	9,912.7	5,989.6	3,697.6
12-31-2030	46.8	55,114.3	62,651.3	23.0	14,409.8	48,241.5	26,429.3	14,890.6	8,606.3	5,091.6
12-31-2031	46.8	87,418.8	99,373.5	23.0	22,855.9	76,517.6	39,924.3	21,471.3	11,870.2	6,729.9
12-31-2032	46.8	99,256.9	112,830.5	23.0	25,951.0	86,879.5	43,172.2	22,162.7	11,719.7	6,367.8
Subtotal		542,489.1	579,290.4		133,236.8	446,053.6	296,207.4	210,462.0	158,000.6	123,820.5
Remaining		867,275.0	992,754.3		226,751.7	766,002.6	266,243.4	106,387.6	45,971.4	21,014.5
Total		1,409,764.1	1,572,044.7		359,988.5	1,212,056.2	562,450.8	316,849.6	203,972.0	144,834.9

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	886,265.7	101,920.6	23,951.3	12,740.1	138,612.0	23,083.3	0.0	63,241.8	661,328.6
12-31-2021	1,002,063.3	115,237.3	27,080.8	14,404.7	156,722.7	0.0	0.0	64,529.1	780,811.5
12-31-2022	1,079,119.3	124,098.7	29,163.2	15,512.3	168,774.3	0.0	0.0	65,373.9	844,971.1
12-31-2023	1,242,663.2	142,906.3	68,764.1	17,863.3	229,533.6	0.0	0.0	62,145.0	950,984.6
12-31-2024	1,257,817.7	144,649.0	91,852.1	18,081.1	254,582.3	0.0	0.0	62,292.2	940,943.3
12-31-2025	1,267,969.9	145,816.5	92,593.5	18,227.1	256,637.1	0.0	0.0	62,372.7	948,960.1
12-31-2026	1,267,940.8	145,813.2	92,591.4	18,226.6	256,631.2	0.0	0.0	62,333.1	948,976.5
12-31-2027	1,227,142.8	141,121.4	89,612.1	17,640.2	248,373.7	0.0	0.0	61,788.5	916,980.6
12-31-2028	1,254,415.0	144,257.7	91,603.7	18,032.2	253,893.6	0.0	0.0	62,044.1	938,477.3
12-31-2029	1,271,059.9	146,171.9	92,819.2	18,271.5	257,262.5	0.0	0.0	62,501.1	933,296.3
12-31-2030	1,291,100.4	148,476.5	94,282.6	18,559.6	261,318.7	0.0	0.0	62,362.0	967,419.6
12-31-2031	1,283,387.5	147,589.6	93,719.4	18,448.7	259,757.6	0.0	0.0	62,210.9	961,418.9
12-31-2032	1,277,410.2	146,902.2	93,282.9	18,362.8	258,547.8	0.0	0.0	62,053.2	956,809.2
Subtotal	15,608,355.7	1,794,960.9	981,316.2	224,370.1	3,000,647.2	1,273,594.5	0.0	833,247.6	10,500,866.5
Remaining	35,742,678.1	4,110,408.0	2,610,109.1	513,801.0	7,234,318.0	0.0	60,592.4	2,016,444.9	26,431,322.8
Total	51,351,033.8	5,905,368.9	3,591,425.2	738,171.1	10,234,965.2	1,273,594.5	60,592.4	2,849,692.4	36,932,189.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	661,328.6	23.0	57,395.9	603,932.7	538,948.0	483,510.2	435,873.3	394,668.4
12-31-2021	-	0.0	780,811.5	23.0	133,725.7	647,085.8	549,959.7	470,962.4	406,102.5	352,390.6
12-31-2022	-	0.0	844,971.1	23.0	148,482.4	696,488.7	563,759.4	460,835.3	380,093.2	316,078.8
12-31-2023	-	0.0	950,984.6	23.0	172,865.5	778,119.1	599,841.4	468,042.3	369,253.2	294,270.1
12-31-2024	3.5	32,983.1	907,960.1	23.0	162,969.9	744,990.2	546,955.1	407,377.4	307,419.1	234,784.5
12-31-2025	28.2	268,005.2	680,954.9	23.0	110,758.7	570,196.2	398,690.7	283,451.0	204,600.5	149,748.3
12-31-2026	38.7	367,400.5	581,576.0	23.0	87,901.6	493,674.5	328,748.0	223,101.0	154,037.1	108,043.1
12-31-2027	45.8	420,191.9	496,788.7	23.0	68,400.5	428,388.2	271,688.2	175,997.2	116,231.6	78,129.1
12-31-2028	46.8	439,207.4	499,269.9	23.0	68,971.2	430,298.7	259,904.6	160,711.0	101,521.7	65,397.9
12-31-2029	46.8	436,782.7	496,513.6	23.0	68,337.2	428,176.4	246,307.3	145,380.3	87,844.4	54,229.5
12-31-2030	46.8	452,752.4	514,667.2	23.0	117,842.6	396,824.7	217,402.2	122,486.7	70,793.3	41,882.2
12-31-2031	46.8	449,944.1	511,474.9	23.0	117,639.2	393,835.7	205,490.2	110,512.8	61,095.7	34,639.0
12-31-2032	46.8	447,786.7	509,022.5	23.0	117,075.2	391,947.3	194,766.6	99,984.5	52,871.9	28,727.4
Subtotal		3,315,053.9	7,185,812.6		1,432,365.6	5,753,447.0	3,717,923.7	2,449,564.7	1,623,047.5	1,063,214.2
Remaining		12,378,929.3	14,052,393.5		3,236,508.1	10,815,885.4	2,818,199.9	904,374.0	337,351.8	140,050.0
Total		15,693,983.2	21,238,206.1		4,668,873.7	16,569,332.4	6,536,123.6	3,353,938.8	1,960,399.3	1,203,264.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	400,649.8	46,074.7	10,827.6	5,759.3	62,661.6	0.0	0.0	5,077.4	332,910.8
12-31-2021	503,317.6	57,881.5	13,602.2	7,235.2	78,718.9	0.0	0.0	6,250.9	418,347.8
12-31-2022	433,164.1	49,813.9	11,706.3	6,226.7	67,746.9	0.0	0.0	5,275.9	360,141.3
12-31-2023	588,207.4	67,643.8	50,465.5	8,455.5	126,564.8	0.0	0.0	7,115.5	454,527.1
12-31-2024	594,722.4	68,393.1	73,932.0	8,549.1	150,874.2	201,491.0	0.0	7,179.1	235,178.1
12-31-2025	599,000.7	68,885.1	74,508.5	8,610.6	152,004.3	0.0	0.0	7,212.2	439,784.2
12-31-2026	604,909.1	69,564.5	53,659.8	8,695.6	131,919.9	0.0	0.0	7,265.8	465,723.4
12-31-2027	614,945.6	70,718.7	44,906.4	8,839.8	124,465.0	0.0	0.0	7,356.1	483,124.5
12-31-2028	627,973.9	72,217.0	45,857.8	9,027.1	127,101.9	0.0	0.0	7,478.4	493,393.6
12-31-2029	635,495.4	73,082.0	46,407.0	9,135.2	128,624.3	0.0	0.0	7,541.1	499,330.0
12-31-2030	643,764.9	74,033.0	47,010.9	9,254.1	130,298.0	0.0	0.0	7,613.6	505,853.2
12-31-2031	653,999.1	75,209.9	47,758.3	9,401.2	132,369.4	201,491.0	0.0	7,707.6	312,431.1
12-31-2032	669,662.8	77,011.2	48,902.1	9,626.4	135,539.8	0.0	0.0	7,853.6	526,269.5
Subtotal	7,569,812.7	870,528.5	569,544.3	108,816.1	1,548,888.9	402,981.9	0.0	90,927.4	5,527,014.5
Remaining	8,988,537.9	1,033,681.9	656,388.0	129,210.2	1,819,280.1	906,709.3	86,409.0	105,528.7	6,070,610.8
Total	16,558,350.6	1,904,210.3	1,225,932.3	238,026.3	3,368,168.9	1,309,691.2	86,409.0	196,456.2	11,597,625.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	-	0.0	332,910.8	23.0	57,395.9	275,514.9	245,868.8	220,578.0	198,846.0	180,048.2
12-31-2021	-	0.0	418,347.8	23.0	115,393.6	302,954.2	257,481.5	220,496.3	190,130.1	164,983.1
12-31-2022	-	0.0	360,141.3	23.0	82,832.5	277,308.8	224,462.3	183,482.8	151,335.1	125,847.6
12-31-2023	-	0.0	454,527.1	23.0	104,541.2	349,985.9	269,799.4	210,518.1	166,084.3	132,358.1
12-31-2024	-	0.0	235,178.1	23.0	100,433.9	134,744.2	98,926.2	73,681.2	55,602.0	42,464.8
12-31-2025	26.0	246,797.6	192,986.6	23.0	39,752.6	153,234.0	107,143.8	76,174.4	54,984.2	40,243.2
12-31-2026	36.9	354,278.6	111,444.7	23.0	20,998.0	90,446.7	60,230.4	40,874.6	28,221.3	19,794.7
12-31-2027	45.1	439,942.4	43,182.1	23.0	5,297.6	37,884.5	24,026.7	15,564.3	10,278.9	6,909.3
12-31-2028	46.8	467,643.0	25,750.6	23.0	1,288.3	24,462.3	14,775.4	9,136.3	5,771.5	3,717.8
12-31-2029	46.8	361,549.1	137,780.9	23.0	27,055.3	110,725.6	63,694.6	37,595.1	22,716.4	14,023.6
12-31-2030	46.8	333,977.9	171,875.3	23.0	34,897.0	136,978.3	75,044.2	42,280.7	24,436.8	14,457.2
12-31-2031	46.8	219,335.5	93,095.5	23.0	63,120.6	29,974.9	15,639.9	8,411.2	4,650.0	2,636.4
12-31-2032	46.8	297,057.4	229,212.0	23.0	43,450.2	185,761.9	92,308.8	47,387.2	25,058.4	13,615.2
Subtotal		2,720,581.6	2,806,432.9		696,456.8	2,109,976.1	1,549,401.9	1,186,180.2	938,115.1	761,099.3
Remaining		2,943,652.0	3,126,958.8		700,898.6	2,426,060.2	1,062,800.9	423,580.6	174,173.5	75,640.3
Total		5,664,233.6	5,933,391.8		1,397,355.4	4,536,036.3	2,612,202.8	1,609,760.7	1,112,288.5	836,739.6

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	56,704.2	6,521.0	1,532.4	815.1	8,868.5	0.0	0.0	725.7	47,109.9
12-31-2021	75,893.5	8,727.7	2,051.0	1,091.0	11,869.7	0.0	0.0	964.0	63,059.7
12-31-2022	92,293.2	10,613.7	2,494.2	1,326.7	14,434.6	0.0	0.0	1,166.7	76,691.8
12-31-2023	109,707.6	12,616.4	13,284.8	1,577.0	27,478.3	201,491.0	0.0	1,319.0	-120,580.6
12-31-2024	106,926.7	12,296.6	7,808.3	1,537.1	21,642.0	0.0	0.0	1,281.8	84,003.0
12-31-2025	94,776.6	10,899.3	6,921.1	1,362.4	19,182.8	0.0	0.0	1,132.5	74,461.3
12-31-2026	95,867.9	11,024.8	7,000.8	1,378.1	19,403.7	0.0	0.0	1,142.3	75,321.9
12-31-2027	97,555.5	11,218.9	7,124.0	1,402.4	19,745.2	0.0	0.0	1,157.5	76,652.8
12-31-2028	118,846.6	13,667.4	8,678.8	1,708.4	24,054.6	0.0	0.0	1,414.2	93,377.8
12-31-2029	169,031.6	19,438.6	12,343.5	2,429.8	34,212.0	0.0	0.0	2,029.0	132,790.6
12-31-2030	230,043.1	26,455.0	16,798.9	3,306.9	46,560.7	0.0	0.0	2,769.6	180,712.8
12-31-2031	346,878.4	39,891.0	25,330.8	4,986.4	70,208.2	0.0	0.0	4,170.0	272,500.2
12-31-2032	418,724.0	48,153.3	30,577.3	6,019.2	84,749.7	0.0	0.0	4,984.8	328,989.4
Subtotal	2,013,248.7	231,523.6	141,945.9	28,940.4	402,410.0	201,491.0	0.0	24,257.2	1,385,090.5
Remaining	14,719,193.7	1,692,707.3	1,074,869.1	211,588.4	2,979,164.8	1,309,691.2	99,702.7	166,762.0	10,163,873.0
Total	16,732,442.4	1,924,230.9	1,216,815.1	240,528.9	3,381,574.8	1,511,182.2	99,702.7	191,019.2	11,548,963.5

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	-	0.0	47,109.9	23.0	10,835.3	36,274.6	32,371.4	29,041.6	26,180.3	23,705.4
12-31-2021	-	0.0	63,059.7	23.0	14,503.7	48,556.0	41,267.8	35,340.0	30,473.1	26,442.7
12-31-2022	-	0.0	76,691.8	23.0	17,639.1	59,052.7	47,799.1	39,072.5	32,226.7	26,799.1
12-31-2023	-	0.0	-120,580.6	23.0	18,609.4	-139,190.0	-107,299.7	-83,723.4	-66,052.0	-52,639.1
12-31-2024	-	0.0	84,003.0	23.0	14,686.4	69,316.6	50,890.7	37,903.9	28,603.4	21,845.2
12-31-2025	26.0	85,542.5	-11,081.1	23.0	-7,183.0	-3,898.2	-2,725.7	-1,937.8	-1,398.8	-1,023.8
12-31-2026	36.9	56,801.4	18,520.5	23.0	-374.6	18,895.1	12,582.6	8,539.0	5,895.7	4,135.3
12-31-2027	45.0	60,583.1	16,069.7	23.0	-938.3	17,008.0	10,786.6	6,987.5	4,614.7	3,101.9
12-31-2028	46.8	44,163.7	49,214.1	23.0	6,684.9	42,529.1	25,688.0	15,884.1	10,034.0	6,463.7
12-31-2029	46.8	62,146.0	70,644.6	23.0	11,614.0	59,030.6	33,957.2	20,042.9	12,110.7	7,476.4
12-31-2030	46.8	84,573.6	96,139.2	23.0	17,477.7	78,661.5	43,095.0	24,280.2	14,033.2	8,302.2
12-31-2031	46.8	127,530.1	144,970.1	23.0	28,708.8	116,261.3	60,661.2	32,623.7	18,035.6	10,225.5
12-31-2032	46.8	153,967.0	175,022.4	23.0	35,620.9	139,401.5	69,271.4	35,560.9	18,804.6	10,217.3
Subtotal		675,307.4	709,783.1		167,884.4	541,898.7	318,345.7	199,614.9	133,561.1	95,051.8
Remaining		4,809,011.4	5,354,861.6		1,259,905.0	4,094,956.6	1,063,866.2	330,208.3	118,686.2	47,798.6
Total		5,484,318.8	6,064,644.7		1,427,789.4	4,636,855.3	1,382,211.9	529,823.3	252,247.3	142,850.4

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	-611.9	0.0	-611.9	0.0	0.0	0.0	611.9
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	13,493.5	1,551.8	985.4	194.0	2,731.1	201,491.0	0.0	160.8	-190,889.3
12-31-2027	75,687.4	8,704.0	5,527.1	1,088.0	15,319.1	0.0	0.0	898.0	59,470.2
12-31-2028	77,323.4	8,892.2	5,646.5	1,111.5	15,650.3	0.0	0.0	913.3	60,759.8
12-31-2029	78,287.4	9,003.1	5,716.9	1,125.4	15,845.4	0.0	0.0	921.4	61,520.6
12-31-2030	80,098.9	9,211.4	5,849.2	1,151.4	16,212.0	0.0	0.0	939.7	62,947.1
12-31-2031	109,064.9	12,542.5	7,964.5	1,567.8	22,074.7	0.0	0.0	1,282.2	85,708.0
12-31-2032	148,766.5	17,108.1	10,863.7	2,138.5	30,110.3	0.0	0.0	1,754.2	116,902.0
Subtotal	582,722.0	67,013.0	41,941.3	8,376.6	117,331.0	201,491.0	0.0	6,869.6	257,030.4
Remaining	15,774,129.9	1,814,024.9	1,151,905.8	226,753.1	3,192,683.9	1,309,691.2	99,702.7	176,694.8	10,995,357.4
Total	16,356,851.9	1,881,038.0	1,193,847.2	235,129.7	3,310,014.9	1,511,182.2	99,702.7	183,564.4	11,252,387.7

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	-	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	-	0.0	611.9	23.0	140.7	471.2	363.2	283.4	223.6	178.2
12-31-2024	3.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	28.2	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	37.5	-83,106.4	-107,782.9	23.0	21,552.8	-129,335.8	-86,127.4	-58,449.3	-40,355.6	-28,305.8
12-31-2027	44.8	17,580.4	41,889.8	23.0	5,000.4	36,889.4	23,395.7	15,155.5	10,009.0	6,727.9
12-31-2028	46.8	28,435.6	32,324.2	23.0	2,800.3	29,524.0	17,832.8	11,026.8	6,965.7	4,487.1
12-31-2029	46.8	28,791.7	32,729.0	23.0	2,893.4	29,835.6	17,162.9	10,130.2	6,121.1	3,778.7
12-31-2030	46.8	29,459.2	33,487.9	23.0	3,067.9	30,419.9	16,665.7	9,389.6	5,426.9	3,210.6
12-31-2031	46.8	40,111.3	45,596.6	23.0	5,852.9	39,743.7	20,736.9	11,152.3	6,165.4	3,495.6
12-31-2032	46.8	54,710.1	62,191.8	23.0	9,669.8	52,522.0	26,099.3	13,398.2	7,085.0	3,849.6
Subtotal		115,982.0	141,048.4		50,978.3	90,070.1	36,129.0	12,086.8	1,641.1	-2,578.1
Remaining		5,204,894.4	5,790,462.9		1,363,207.5	4,427,255.4	976,467.4	263,913.0	85,475.3	32,031.1
Total		5,320,876.4	5,931,511.3		1,414,185.8	4,517,325.5	1,012,596.5	275,999.8	87,116.4	29,453.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
ORIGINAL GAS-IN-PLACE
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 and I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	10,723,210	10,876,364	10,876,364	82,537	83,135	83,135	130	131	131	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,626,074	4,756,659	4,756,659	41,177	41,840	41,840	112	114	114	0.27	0.33	0.39
C Sand	1,887,291	1,988,464	2,007,048	19,413	19,799	20,020	97	100	100	0.67	0.74	0.75

Reservoir	Porosity ⁽²⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.23	0.23	0.23	0.73	0.75	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.22	0.69	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.22	0.22	0.74	0.76	0.81	374	374	374	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING PROVED UNDEVELOPED RESERVES)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	886,265.7	101,920.6	23,951.3	12,740.1	138,612.0	23,083.3	0.0	63,241.8	661,328.6
12-31-2021	1,002,063.3	115,237.3	27,080.8	14,404.7	156,722.7	0.0	0.0	64,529.1	780,811.5
12-31-2022	1,079,119.3	124,098.7	29,163.2	15,512.3	168,774.3	0.0	0.0	65,373.9	844,971.1
12-31-2023	1,242,663.2	142,906.3	68,152.1	17,863.3	228,921.7	0.0	0.0	62,145.0	951,596.6
12-31-2024	1,257,817.7	144,649.0	91,852.1	18,081.1	254,582.3	201,491.0	0.0	62,292.2	739,452.3
12-31-2025	1,267,837.7	145,801.3	92,583.9	18,225.2	256,610.4	0.0	0.0	62,371.2	948,856.2
12-31-2026	1,281,432.7	147,364.8	93,576.6	18,420.6	259,362.0	0.0	0.0	62,493.9	959,576.9
12-31-2027	1,302,829.3	149,825.4	95,139.1	18,728.2	263,692.7	0.0	0.0	62,686.5	976,450.2
12-31-2028	1,331,738.4	153,149.9	97,250.2	19,143.7	269,543.9	0.0	0.0	62,957.5	999,237.1
12-31-2029	1,349,348.2	155,175.0	98,536.2	19,396.9	273,108.1	0.0	0.0	81,422.5	994,817.6
12-31-2030	1,371,197.5	157,687.7	100,131.7	19,711.0	277,530.4	0.0	0.0	63,301.8	1,030,365.4
12-31-2031	1,392,452.4	160,132.0	101,683.8	20,016.5	281,832.4	201,491.0	0.0	63,493.1	845,636.0
12-31-2032	1,426,176.7	164,010.3	104,146.6	20,501.3	288,658.2	0.0	0.0	63,807.4	1,073,711.1
Subtotal	16,190,942.2	1,861,958.4	1,023,247.6	232,744.8	3,117,950.7	1,676,576.4	0.0	840,115.6	10,556,299.5
Remaining	36,535,683.1	4,201,603.6	2,668,018.3	525,200.4	7,394,822.3	906,709.3	147,001.3	2,028,642.0	26,058,508.1
Total	52,726,625.2	6,063,561.9	3,691,265.8	757,945.2	10,512,773.0	2,583,285.7	147,001.3	2,868,757.6	36,614,807.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	661,328.6	23.0	57,395.9	603,932.7	538,948.0	483,510.2	435,873.3	394,668.4
12-31-2021	-	0.0	780,811.5	23.0	133,725.7	647,085.8	549,959.7	470,962.4	406,102.5	352,390.6
12-31-2022	-	0.0	844,971.1	23.0	148,482.4	696,488.7	563,759.4	460,835.3	380,093.2	316,078.8
12-31-2023	-	0.0	951,596.6	23.0	173,006.3	778,590.3	600,204.7	468,325.7	369,476.8	294,448.3
12-31-2024	-	0.0	739,452.3	23.0	170,556.0	568,896.3	417,670.9	311,085.2	234,754.2	179,288.3
12-31-2025	26.0	246,797.6	702,058.6	23.0	110,978.3	591,080.4	413,293.3	293,832.7	212,094.3	155,233.0
12-31-2026	36.9	354,278.6	605,298.2	23.0	88,723.4	516,574.8	343,997.9	233,450.2	161,182.5	113,054.9
12-31-2027	45.1	439,942.4	536,507.8	23.0	72,901.6	463,606.2	294,023.8	190,466.0	125,787.1	84,552.1
12-31-2028	46.8	467,643.0	531,594.1	23.0	71,771.4	459,822.7	277,737.4	171,737.8	108,487.4	69,885.0
12-31-2029	46.8	465,574.7	529,243.0	23.0	71,230.7	458,012.3	263,470.4	155,510.6	93,965.5	58,008.2
12-31-2030	46.8	482,211.0	548,154.4	23.0	120,910.3	427,244.1	234,067.6	131,876.2	76,220.1	45,092.8
12-31-2031	46.8	395,757.6	449,878.3	23.0	145,180.6	304,697.7	158,981.0	85,500.1	47,267.7	26,799.0
12-31-2032	46.8	502,496.8	571,214.3	23.0	122,110.7	449,103.6	223,168.7	114,564.9	60,582.1	32,916.6
Subtotal		3,354,701.7	7,201,597.7		1,486,973.4	5,714,624.3	3,674,744.8	2,408,870.0	1,587,196.6	1,032,641.5
Remaining		12,277,329.5	13,781,178.6		3,158,967.3	10,622,211.3	3,096,382.4	1,049,644.7	400,696.7	167,724.8
Total		15,632,031.2	20,982,776.4		4,645,940.7	16,336,835.6	6,771,127.2	3,458,514.8	1,987,893.3	1,200,366.3

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved undeveloped reserves. As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors.
Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064.
Totals may not add because of rounding.

- ⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	886,265.7	101,920.6	23,951.3	12,740.1	138,612.0	23,083.3	0.0	63,241.8	661,328.6
12-31-2021	1,002,063.3	115,237.3	27,080.8	14,404.7	156,722.7	0.0	0.0	64,529.1	780,811.5
12-31-2022	1,079,119.3	124,098.7	29,163.2	15,512.3	168,774.3	0.0	0.0	65,373.9	844,971.1
12-31-2023	1,242,663.2	142,906.3	61,871.5	17,863.3	222,641.1	201,491.0	0.0	62,145.0	756,386.2
12-31-2024	1,257,817.7	144,649.0	91,852.1	18,081.1	254,582.3	0.0	0.0	62,292.2	940,943.3
12-31-2025	1,267,969.9	145,816.5	92,593.5	18,227.1	256,637.1	0.0	0.0	62,372.7	948,960.1
12-31-2026	1,281,434.4	147,365.0	93,576.7	18,420.6	259,362.3	0.0	0.0	62,493.9	959,578.1
12-31-2027	1,302,830.2	149,825.5	95,139.2	18,728.2	263,692.8	0.0	0.0	62,686.5	976,450.9
12-31-2028	1,331,738.4	153,149.9	97,250.2	19,143.7	269,543.9	0.0	0.0	62,957.5	999,237.1
12-31-2029	1,349,347.3	155,174.9	98,536.1	19,396.9	273,107.9	0.0	0.0	81,422.5	994,817.0
12-31-2030	1,371,199.3	157,687.9	100,131.8	19,711.0	277,530.7	0.0	0.0	63,301.8	1,030,366.7
12-31-2031	1,392,452.4	160,132.0	101,683.8	20,016.5	281,832.4	0.0	0.0	63,493.1	1,047,126.9
12-31-2032	1,426,176.7	164,010.3	104,146.6	20,501.3	288,658.2	0.0	0.0	63,807.4	1,073,711.1
Subtotal	16,191,077.7	1,861,973.9	1,016,976.8	232,746.7	3,111,697.5	1,475,085.4	0.0	840,117.2	10,764,177.5
Remaining	48,095,425.1	5,530,973.9	3,512,168.4	691,371.7	9,734,514.0	1,309,691.2	160,295.0	2,155,758.3	34,735,166.5
Total	64,286,502.8	7,392,947.8	4,529,145.3	924,118.5	12,846,211.6	2,784,776.7	160,295.0	2,995,875.5	45,499,344.0

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	661,328.6	23.0	57,395.9	603,932.7	538,948.0	483,510.2	435,873.3	394,668.4
12-31-2021	-	0.0	780,811.5	23.0	133,725.7	647,085.8	549,959.7	470,962.4	406,102.5	352,390.6
12-31-2022	-	0.0	844,971.1	23.0	148,482.4	696,488.7	563,759.4	460,835.3	380,093.2	316,078.8
12-31-2023	-	0.0	756,386.2	23.0	174,450.8	581,935.4	448,606.1	350,036.9	276,155.0	220,077.1
12-31-2024	-	0.0	940,943.3	23.0	165,921.7	775,021.5	569,003.4	423,799.2	319,811.5	244,248.9
12-31-2025	26.0	246,361.7	702,598.3	23.0	111,102.4	591,495.9	413,583.8	294,039.3	212,243.4	155,342.1
12-31-2026	36.9	353,847.8	605,730.4	23.0	88,822.8	516,907.6	344,219.5	233,600.6	161,286.3	113,127.8
12-31-2027	45.0	439,681.6	536,769.3	23.0	72,961.7	463,807.6	294,151.5	190,548.8	125,841.7	84,588.8
12-31-2028	46.8	467,643.0	531,594.1	23.0	71,771.4	459,822.7	277,737.4	171,737.8	108,487.4	69,885.0
12-31-2029	46.8	465,574.3	529,242.6	23.0	71,230.6	458,012.0	263,470.2	155,510.5	93,965.4	58,008.2
12-31-2030	46.8	482,211.6	548,155.1	23.0	120,910.5	427,244.6	234,067.9	131,876.3	76,220.2	45,092.9
12-31-2031	46.8	490,055.4	557,071.5	23.0	123,492.2	433,579.4	226,227.1	121,665.1	67,261.1	38,134.6
12-31-2032	46.8	502,496.8	571,214.3	23.0	126,745.0	444,469.3	220,865.8	113,382.7	59,956.9	32,577.0
Subtotal		3,447,872.2	7,316,305.3		1,467,013.3	5,849,292.1	3,740,062.0	2,438,717.7	1,598,608.0	1,034,445.5
Remaining		16,320,665.7	18,414,500.8		4,269,661.5	14,144,839.4	3,615,822.7	1,128,194.8	410,066.6	166,834.1
Total		19,768,537.9	25,730,806.1		5,736,674.7	19,994,131.4	7,355,884.7	3,566,912.5	2,008,674.7	1,201,279.7

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable (2P) reserves. As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064. Totals may not add because of rounding.

- ⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- ⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN FIELD, LICENSE I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF FEBRUARY 28, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	765,005.1	0.0	0.0	-765,005.1
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485,506.1	0.0	0.0	-485,506.1
12-31-2020	886,265.7	101,920.6	23,951.3	12,740.1	138,612.0	23,083.3	0.0	63,241.8	661,328.6
12-31-2021	1,002,063.3	115,237.3	27,080.8	14,404.7	156,722.7	0.0	0.0	64,529.1	780,811.5
12-31-2022	1,079,119.3	124,098.7	29,163.2	15,512.3	168,774.3	0.0	0.0	65,373.9	844,971.1
12-31-2023	1,242,663.2	142,906.3	68,152.1	17,863.3	228,921.7	0.0	0.0	62,145.0	951,596.6
12-31-2024	1,257,817.7	144,649.0	91,852.1	18,081.1	254,582.3	0.0	0.0	62,292.2	940,943.3
12-31-2025	1,267,969.9	145,816.5	92,593.5	18,227.1	256,637.1	0.0	0.0	62,372.7	948,960.1
12-31-2026	1,281,434.4	147,365.0	93,576.7	18,420.6	259,362.3	201,491.0	0.0	62,493.9	758,087.2
12-31-2027	1,302,830.2	149,825.5	95,139.2	18,728.2	263,692.8	0.0	0.0	62,686.5	976,450.9
12-31-2028	1,331,738.4	153,149.9	97,250.2	19,143.7	269,543.9	0.0	0.0	62,957.5	999,237.1
12-31-2029	1,349,347.3	155,174.9	98,536.1	19,396.9	273,107.9	0.0	0.0	81,422.5	994,817.0
12-31-2030	1,371,199.3	157,687.9	100,131.8	19,711.0	277,530.7	0.0	0.0	63,301.8	1,030,366.7
12-31-2031	1,392,452.4	160,132.0	101,683.8	20,016.5	281,832.4	0.0	0.0	63,493.1	1,047,126.9
12-31-2032	1,426,176.7	164,010.3	104,146.6	20,501.3	288,658.2	0.0	0.0	63,807.4	1,073,711.1
Subtotal	16,191,077.7	1,861,973.9	1,023,257.5	232,746.7	3,117,978.2	1,475,085.4	0.0	840,117.2	10,757,896.9
Remaining	51,516,808.0	5,924,432.9	3,762,014.9	740,554.1	10,427,001.9	160,295.0	160,295.0	2,193,139.6	37,426,680.2
Total	67,707,885.7	7,786,406.8	4,785,272.4	973,300.9	13,544,980.1	2,784,776.7	160,295.0	3,033,256.8	48,184,577.0

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	0.0	-765,005.1	23.0	0.0	-765,005.1	-749,610.1	-735,220.1	-721,728.0	-709,042.3
12-31-2019	-	0.0	-485,506.1	23.0	0.0	-485,506.1	-454,927.6	-427,567.2	-402,962.1	-380,732.3
12-31-2020	-	0.0	661,328.6	23.0	57,395.9	603,932.7	538,948.0	483,510.2	435,873.3	394,668.4
12-31-2021	-	0.0	780,811.5	23.0	133,725.7	647,085.8	549,959.7	470,962.4	406,102.5	352,390.6
12-31-2022	-	0.0	844,971.1	23.0	148,482.4	696,488.7	563,759.4	460,835.3	380,093.2	316,078.8
12-31-2023	-	0.0	951,596.6	23.0	173,006.3	778,590.3	600,204.7	468,325.7	369,476.8	294,448.3
12-31-2024	3.5	32,983.1	907,960.1	23.0	162,969.9	744,990.2	546,955.1	407,377.4	307,419.1	234,784.5
12-31-2025	28.2	268,005.2	680,954.9	23.0	110,758.7	570,196.2	398,690.7	283,451.0	204,600.5	149,748.3
12-31-2026	37.5	284,294.1	473,793.1	23.0	109,454.4	364,338.7	242,620.7	164,651.7	113,681.5	79,737.3
12-31-2027	44.8	437,772.3	538,678.5	23.0	73,400.9	465,277.7	295,083.8	191,152.7	126,240.6	84,856.9
12-31-2028	46.8	467,643.0	531,594.1	23.0	71,771.4	459,822.7	277,737.4	171,737.8	108,487.4	69,885.0
12-31-2029	46.8	465,574.3	529,242.6	23.0	71,230.6	458,012.0	263,470.2	155,510.5	93,965.4	58,008.2
12-31-2030	46.8	482,211.6	548,155.1	23.0	120,910.5	427,244.6	234,067.9	131,876.3	76,220.2	45,092.9
12-31-2031	46.8	490,055.4	557,071.5	23.0	123,492.2	433,579.4	226,227.1	121,665.1	67,261.1	38,134.6
12-31-2032	46.8	502,496.8	571,214.3	23.0	126,745.0	444,469.3	220,865.8	113,382.7	59,956.9	32,577.0
Subtotal		3,431,035.9	7,326,861.0		1,483,343.9	5,843,517.1	3,754,052.7	2,461,651.5	1,624,688.6	1,060,636.1
Remaining		17,583,823.7	19,842,856.4		4,599,715.6	15,243,140.8	3,794,667.3	1,168,287.0	422,827.1	172,081.1
Total		21,014,859.6	27,169,717.4		6,083,059.6	21,086,657.8	7,548,720.0	3,629,938.6	2,047,515.7	1,232,717.2

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2032, through the end of production in 2064. Totals may not add because of rounding.

- ⁽¹⁾ Operating costs are intended to include Delek Drilling's estimates of direct project-level costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- ⁽²⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

נספח ו'

**דוח משאבים מנובאים
בחזקת לויתן**

March 19, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzeliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisks prospective resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in two prospective reservoirs located in the Leviathan Deep Prospect, offshore Israel. We previously prepared a report dated March 13, 2013, which sets forth our estimates of the unrisks prospective resources in the Leviathan Deep Prospect, as of December 31, 2012. The working interest resources shown in this report have been updated to reflect Delek Drilling's current interest. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in these properties. As of December 31, 2017, we have received no new engineering or geologic data that would lead us to make changes to the estimates presented in our March 2013 report. With the exception of the interest adjustment, we completed our evaluation on or about March 13, 2013. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

Totals of unrisks prospective resources beyond the prospect and lead levels are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospect and lead, meaningful totals beyond these levels can be defined only by summing risks prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective resources for these prospective reservoirs, as of December 31, 2017, to be:

Prospective Reservoir	Unrisks Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Middle Cretaceous	45.2	400.1	277.5	1,965.2	1,297.8	8,432.4
Lower Cretaceous	49.6	443.4	282.2	1,984.8	1,204.4	7,563.2

We estimate the unrisked working interest prospective resources to the Delek Drilling interest in these prospective reservoirs, as of December 31, 2017, to be:

Prospective Reservoir	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Middle Cretaceous	20.5	181.4	125.8	891.0	588.4	3,823.3
Lower Cretaceous	22.5	201.0	127.9	899.9	546.1	3,429.2

The oil volumes shown include crude oil and condensate. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisked estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. Our estimates are based on the assumption that, in the event a hydrocarbon discovery is made, the prospective reservoirs are half oil-filled (oil rim) and half gas-filled (gas cap).

Unrisked prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risking of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for the Middle Cretaceous Prospective Reservoir is reservoir quality. The primary geologic risks for the Lower Cretaceous Prospective Reservoir are reservoir quality and source evaluation. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for these prospective reservoirs are shown in the following table:

Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Middle Cretaceous	85	40	55	80	15
Lower Cretaceous	85	55	55	80	21

Each prospective reservoir was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospective reservoir drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospective reservoirs may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospective reservoirs.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the prospect. We have not investigated possible environmental liability related to the prospect; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such resources estimates.

The Leviathan Deep Prospect is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2009 by Petroleum Geo-Services, processed in 2010, and reprocessed in 2013. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources assessment for the Leviathan Deep Prospect, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table I immediately following the definitions. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on February 7, 2018, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Delek Drilling, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

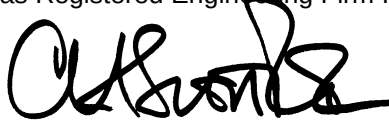
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein

meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

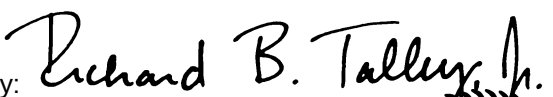
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 

Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President

Date Signed: March 19, 2018

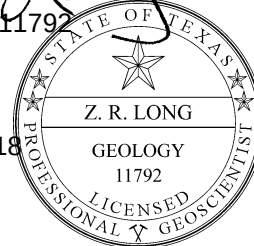


RBT:LNH

By: 

Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: March 19, 2018



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

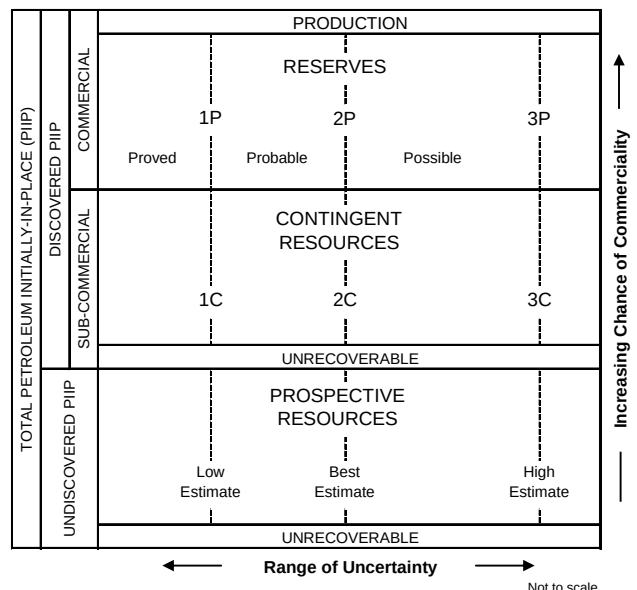


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

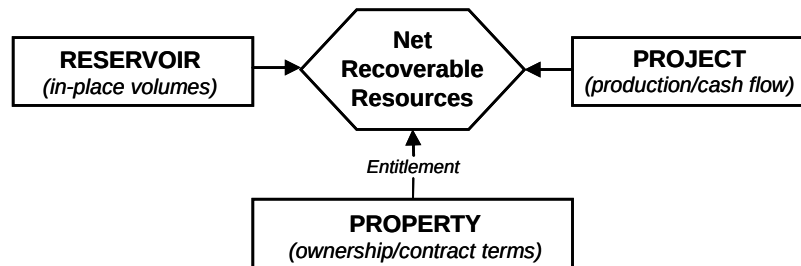


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recompleat an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
LEVIATHAN DEEP PROSPECT
AS OF DECEMBER 31, 2017

Prospective Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet) Lognormal Distribution		Area (acres) Normal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal) Normal Distribution		Porosity (decimal) Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Middle Cretaceous	2,572,271	28,967,372	15,141	76,449	170	379	0.10	0.70	0.12	0.22
Lower Cretaceous	2,976,639	24,804,310	13,997	57,892	213	428	0.10	0.70	0.12	0.22
Prospective Reservoir	Hydrocarbon Saturation (decimal) Normal Distribution		Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽²⁾ Normal Distribution		Initial Gas Formation Volume Factor (RB/MCF) ⁽³⁾ Normal Distribution		Oil Recovery Factor (decimal) Normal Distribution		Gas Recovery Factor (decimal) Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Middle Cretaceous	0.55	0.75	2.00	1.40	0.42	0.49	0.10	0.45	0.50	0.70
Lower Cretaceous	0.55	0.75	2.00	1.40	0.42	0.49	0.10	0.45	0.50	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

⁽³⁾ The abbreviation RB/MCF represents reservoir barrels per thousand cubic feet.

נספח ז'

דוח משאבים מותנים ומנובאים

בלוק 12

March 19, 2018

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzeliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest for a discovery and prospective reservoirs located in the Aphrodite Area, Cypriot Block 12, offshore Cyprus. Resources that extend beyond Block 12 are not included in this report. We previously prepared a report dated November 17, 2014, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective resources in the Aphrodite Area, as of September 30, 2014. The working interest resources have been updated to reflect Delek Drilling's current interest. As of December 31, 2017, we have received no new engineering or geological data that would lead us to make changes to the estimates presented in our November 2014 report. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the unrisksed gross (100 percent) contingent resources for the Aphrodite Discovery, as of December 31, 2017, to be:

Reservoir	Unrisked Gross (100%) Contingent Resources					
	Low Estimate (1C)		Best Estimate (2C)		High Estimate (3C)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	14.9	0.0	79.6	0.2	96.5	0.2
C Sand	1,558.4	2.6	2,112.4	4.2	2,737.2	6.0
D1U Sand	77.7	0.1	588.4	1.2	856.0	1.9
D1L Sand	109.7	0.2	437.3	0.9	541.6	1.2
D2 Sand	125.2	0.2	309.5	0.6	448.2	1.0

We estimate the unrisked contingent resources to the Delek Drilling working interest for the Aphrodite Discovery, as of December 31, 2017, to be:

Reservoir	Unrisked Working Interest Contingent Resources					
	Low Estimate (1C)		Best Estimate (2C)		High Estimate (3C)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	4.5	0.0	23.9	0.1	28.9	0.1
C Sand	467.5	0.8	633.7	1.3	821.2	1.8
D1U Sand	23.3	0.0	176.5	0.4	256.8	0.6
D1L Sand	32.9	0.1	131.2	0.3	162.5	0.4
D2 Sand	37.6	0.1	92.8	0.2	134.5	0.3

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons.

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

PROSPECTIVE RESOURCES

These prospective resources shown in this report are for the Central and Southwest Fault Blocks only. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospective reservoirs, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisked best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources.

Totals of unrisked prospective resources beyond the prospective reservoir are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospective reservoir, meaningful totals beyond these levels can be defined only by summing risked prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective resources for the Aphrodite Area, as of December 31, 2017, to be:

Prospective Reservoir	Unrisked Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	6.2	0.0	12.5	0.0	15.1	0.0
C Sand	34.8	0.1	47.2	0.1	61.2	0.1
D1U Sand	119.9	0.2	424.8	0.8	586.0	1.3
D1L Sand	158.6	0.3	365.7	0.7	504.3	1.1
D2 Sand	56.6	0.1	168.3	0.3	1,719.9	3.8

We estimate the unrisked prospective resources to the Delek Drilling working interest in the Aphrodite Area, as of December 31, 2017, to be:

Prospective Reservoir	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	1.8	0.0	3.7	0.0	4.5	0.0
C Sand	10.4	0.0	14.2	0.0	18.4	0.0
D1U Sand	36.0	0.0	127.4	0.2	175.8	0.4
D1L Sand	47.6	0.1	109.7	0.2	151.3	0.3
D2 Sand	17.0	0.0	50.5	0.1	516.0	1.1

The prospective resources shown in this report have been estimated using deterministic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the approximate probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisked estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. As recommended in the PRMS, the low, best, and high estimate prospective resources have been aggregated beyond the prospect level by arithmetic summation; therefore, these totals do not include the portfolio effect that might result from statistical aggregation.

Unrisked prospective resources are estimated ranges of recoverable gas and condensate volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for these prospective reservoirs is reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of geologic success by fault block for each prospective reservoir are shown in the following table:

Fault Block/ Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Central					
D1 U Sand	100	95	100	100	95
D1 L Sand	100	95	100	100	95
D2 Sand	100	95	100	100	95

Fault Block/ Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Southwest					
A Sand	100	70	100	100	70
C Sand	100	95	100	100	95
D1 U Sand	100	90	100	100	90
D1 L Sand	100	80	100	100	80
D2 Sand	100	95	100	100	95

Each prospective reservoir in each fault block was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospective reservoir drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospective reservoirs may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

The Aphrodite Area is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2009 and 2013 by Petroleum Geo-Services, and merged and processed in 2014. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisked prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospective reservoirs.

GENERAL INFORMATION

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such resources estimates.

The contingent resources and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the resources estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent resources and prospective resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II immediately following the definitions. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only

informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on February 7, 2018, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

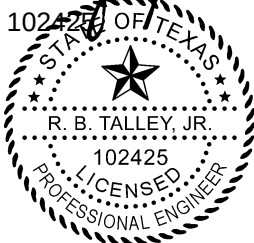
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

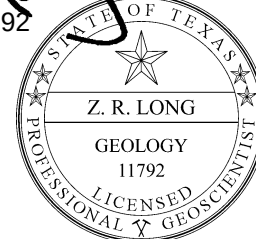
Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President
Date Signed: March 19, 2018
RBT:LNH


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 19, 2018


PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

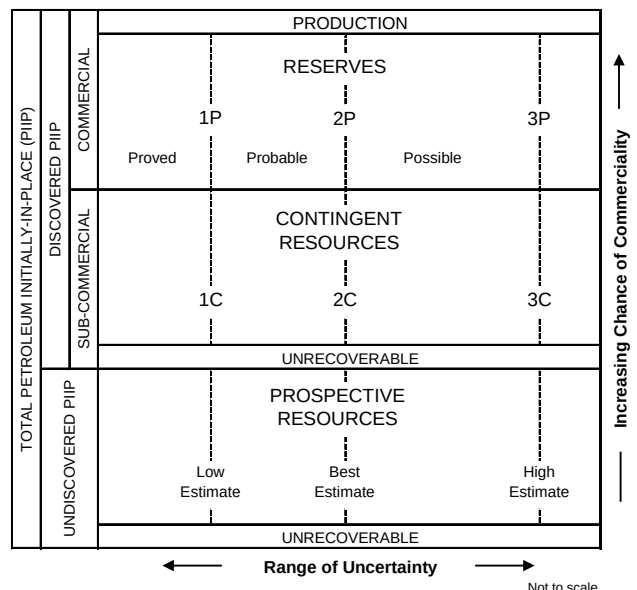


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

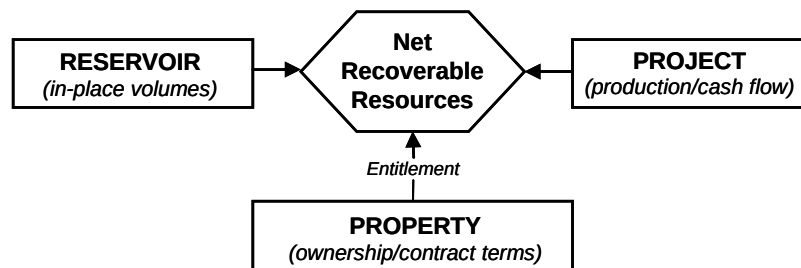


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recompleat an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
APHRODITE DISCOVERY, OFFSHORE CYPRUS
AS OF DECEMBER 31, 2017

Fault Block/ Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
1A												
A Sand	8,780	176,859	176,859	436	8,509	8,509	20	21	21	0.13	0.19	0.23
C Sand	1,358,627	1,358,627	1,358,627	5,517	5,517	5,517	246	246	246	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	97,224	604,050	604,050	1,525	6,074	6,074	64	99	99	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	209,976	720,337	720,337	2,115	4,950	4,950	99	146	146	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	372,821	458,629	458,629	2,705	2,990	2,990	138	153	153	0.28	0.37	0.52
2A												
C Sand	236,754	236,754	236,754	2,166	2,166	2,166	109	109	109	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	83,549	83,549	267,519	1,420	1,420	3,902	59	59	69	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	275,552	275,552	275,552	2,518	2,518	2,518	109	109	109	0.17	0.26	0.31
Central												
A Sand	114,094	146,861	146,861	5,531	8,293	8,293	21	18 ⁽²⁾	18	0.13	0.19	0.23
C Sand	1,372,345	1,372,345	1,372,345	5,912	5,912	5,912	232	232	232	0.37	0.41	0.53
Fault Block/ Reservoir	Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate ⁽⁴⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
1A												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70
2A												
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
Central												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

⁽⁴⁾ The high estimate gas saturation is lower than the best estimate due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

Table 1 All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
APHRODITE AREA, OFFSHORE CYPRUS
AS OF DECEMBER 31, 2017

Fault Block/ Prospective Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Central												
D1U Sand	278,606	415,292	515,602	3,503	4,721	5,872	80	88	88	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	682,605	790,073	860,233	4,846	5,530	5,948	141	143	145	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	168,518	249,302	1,631,647	2,498	2,901	6,138	67	86	266	0.28	0.37	0.52
Southwest												
A Sand	50,690	50,690	50,690	2,424	2,424	2,424	21	21	21	0.13	0.19	0.23
C Sand	66,322	66,322	66,322	623	623	623	106	106	106	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	500	81,128	81,128	31	964	964	16	84	84	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	19,407	42,653	67,014	280	474	685	69	90	98	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	117	117	128,163	15	15	990	8	8	129	0.28	0.37	0.52
Fault Block/ Prospective Reservoir	Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate ⁽³⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Central												
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70
Southwest												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

⁽³⁾ The high estimate gas saturation is lower than the best estimate due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

נספח ח'

Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

Appendix A: Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

Originally published in January 2005, the SPE/WPC/AAPG Glossary has herein been revised to align with the 2007 SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System document. The glossary provides high-level definitions of terms use in resource evaluations. Where appropriate, sections and/or chapters within the 2007 and/or 2001 documents are referenced to best show the use of selected terms in context.

TERM	Reference	DEFINITION
1C	2007 - 2.2.2	Denotes low estimate scenario of Contingent Resources.
2C	2007 - 2.2.2	Denotes best estimate scenario of Contingent Resources.
3C	2007 - 2.2.2	Denotes high estimate scenario of Contingent Resources.
1P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to Proved Reserves; denotes low estimate scenario of Reserves.
2P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable Reserves; denotes best estimate scenario of Reserves.
3P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves; denotes high estimate scenario of reserves.
Accumulation	2001 - 2.3	An individual body of naturally occurring petroleum in a reservoir.
Aggregation	2007 - 3.5.1 2001 - 6	The process of summing reservoir (or project) level estimates of resource quantities to higher levels or combinations such as field, country or company totals. Arithmetic summation of incremental categories may yield different results from probabilistic aggregation of distributions.
Approved for Development	2007 - Table I	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is underway.
Analogous Reservoir	2007 - 3.4.1	Analogous reservoirs, as used in resources assessments, have similar rock and fluid properties, reservoir conditions (depth, temperature and pressure) and drive mechanisms, but are typically at a more advanced stage of development than the reservoir of interest and thus may provide concepts to assist in the interpretation of more limited data and estimation of recovery.
Assessment	2007 - 1.2	See Evaluation.
Associated Gas		Associated Gas is a natural gas found in contact with or dissolved in crude oil in the reservoir. It can be further categorized as Gas-Cap Gas or Solution Gas.
Barrels of Oil Equivalent (BOE)	2001 - 3.7	See Crude Oil Equivalent.
Basin-Centered Gas	2007 - 2.4	An unconventional natural gas accumulation that is regionally pervasive and characterized by low permeability, abnormal pressure, gas saturated reservoirs and lack of a down-dip water leg.

Behind-Pipe Reserves	2007 - 2.1.3.1	Behind-pipe reserves are expected to be recovered from zones in existing wells, which will require additional completion work or future re-completion prior to the start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.
Best Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be the best estimate of the quantity that will actually be recovered from the accumulation by the project. It is the most realistic assessment of recoverable quantities if only a single result were reported. If probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
Bitumen	2007 - 2.4	See Natural Bitumen.
Buy Back Agreement		An agreement between a host government and a contractor under which the host pays the contractor an agreed price for all volumes of hydrocarbons produced by the contractor. Pricing mechanisms typically provide the contractor with an opportunity to recover investment at an agreed level of profit.
Carried Interest	2001 - 9.6.7	A carried interest is an agreement under which one party (the carrying party) agrees to pay for a portion or all of the pre-production costs of another party (the carried party) on a license in which both own a portion of the working interest.
Chance	2007 - 1.1	Chance is 1- Risk. (See Risk)
Coalbed Methane (CBM)	2007 - 2.4	Natural gas contained in coal deposits, whether or not stored in gaseous phase. Coalbed gas, although usually mostly methane, may be produced with variable amounts of inert or even non-inert gases. (Also termed Coal Seam Gas, CSG, or Natural Gas from Coal, NGC)
Commercial	2007 - 2.1.2 and Table 1	When a project is commercial, this implies that the essential social, environmental and economic conditions are met, including political, legal, regulatory and contractual conditions. In addition, a project is commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.
Committed Project	2007 - 2.1.2 and Table 1	Projects are committed only when it can be demonstrated that there is a firm intention to develop them and bring them to production. Intention may be demonstrated with funding/financial plans and declaration of commerciality based on realistic expectations of regulatory approvals and reasonable satisfaction of other conditions that would otherwise prevent the project from being developed and brought to production.

Completion		Completion of a well. The process by which a well is brought to its final classification—basically dry hole, producer, injector, or monitor well. A dry hole is normally plugged and abandoned. A well deemed to be producible of petroleum, or used as an injector, is completed by establishing a connection between the reservoir(s) and the surface so that fluids can be produced from, or injected into, the reservoir. Various methods are utilized to establish this connection, but they commonly involve the installation of some combination of borehole equipment, casing and tubing, and surface injection or production facilities.
Completion Interval		The specific reservoir interval(s) that is (are) open to the borehole and connected to the surface facilities for production or injection, or reservoir intervals open to the wellbore and each other for injection purposes.
Concession	2001 - 9.6.1	A grant of access for a defined area and time period that transfers certain entitlements to produced hydrocarbons from the host country to an enterprise. The enterprise is generally responsible for exploration, development, production, and sale of hydrocarbons that may be discovered. Typically granted under a legislated fiscal system where the host country collects taxes, fees, and sometimes royalty on profits earned.
Condensate	2001 - 3.2	Condensates are a mixture of hydrocarbons (mainly pentanes and heavier) that exist in the gaseous phase at original temperature and pressure of the reservoir, but when produced, are in the liquid phase at surface pressure and temperature conditions. Condensate differs from natural gas liquids (NGL) on two respects: (1) NGL is extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities; and (2) NGL includes very light hydrocarbons (ethane, propane, butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensate.
Conditions	2007 - 3.1	The economic, marketing, legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated (also termed Contingencies).
Constant Case	2007 - 3.1.1	Modifier applied to project resources estimates and associated cash flows when such estimates are based on those conditions (including costs and product prices) that are fixed at a defined point in time (or period average) and are applied unchanged throughout the project life, other than those permitted contractually. In other words, no inflation or deflation adjustments are made to costs or revenues over the evaluation period.
Contingency	2007 - 3.1 and Table 1	See Conditions.
Contingent Project	2007 - 2.1.2	Development and production of recoverable quantities has not been committed due to conditions that may or may not be fulfilled.
Contingent Resources	2007 - 1.1 and Table 1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies. Contingent Resources are a class of discovered recoverable resources.
Continuous-Type Deposit	2007 - 2.4 2001 - 2.3	A petroleum accumulation that is pervasive throughout a large area and which is not significantly affected by hydrodynamic influences. Such accumulations are included in Unconventional Resources. Examples of such deposits include “basin-centered” gas, shale gas, gas hydrates, natural bitumen and oil shale accumulations.

Conventional Crude Oil	2007 - 2.4	Crude oil flowing naturally or capable of being pumped without further processing or dilution (see Crude Oil).
Conventional Gas	2007 - 2.4	Conventional Gas is a natural gas occurring in a normal porous and permeable reservoir rock, either in the gaseous phase or dissolved in crude oil, and which technically can be produced by normal production practices.
Conventional Resources	2007 - 2.4	Conventional resources exist in discrete petroleum accumulations related to localized geological structural features and/or stratigraphic conditions, typically with each accumulation bounded by a downdip contact with an aquifer, and which is significantly affected by hydrodynamic influences such as buoyancy of petroleum in water.
Conveyance	2001 - 9.6.9	Certain transactions that are in substance borrowings repayable in cash or its equivalent and shall be accounted for as borrowings and may not qualify for the recognition and reporting of oil and gas reserves.
Cost Recovery	2001 - 9.6.2, 9.7.2	Under a typical production-sharing agreement, the contractor is responsible for the field development and all exploration and development expenses. In return, the contractor recovers costs (investments and operating expenses) out of the gross production stream. The contractor normally receives payment in oil production and is exposed to both technical and market risks.
Crude Oil	2001 - 3.1	Crude oil is the portion of petroleum that exists in the liquid phase in natural underground reservoirs and remains liquid at atmospheric conditions of pressure and temperature. Crude oil may include small amounts of non-hydrocarbons produced with the liquids but does not include liquids obtained from the processing of natural gas.
Crude Oil Equivalent	2001 - 3.7	Converting gas volumes to the oil equivalent is customarily done on the basis of the nominal heating content or calorific value of the fuel. There are a number of methodologies in common use. Before aggregating, the gas volumes first must be converted to the same temperature and pressure. Common industry gas conversion factors usually range between 1 barrel of oil equivalent (BOE) = 5,600 standard cubic feet (scf) of gas to 1 BOE = 6,000 scf. (Many operators use 1 BOE = 5,620 scf derived from the metric unit equivalent 1 m ³ crude oil = 1,000 m ³ natural gas). (Also termed Barrels of Oil Equivalent.)
Cumulative Production	2007 - 1.1	The sum of production of oil and gas to date (see also Production).
Current Economic Conditions	2007 - 3.1.1	Establishment of current economic conditions should include relevant historical petroleum prices and associated costs and may involve a defined averaging period. The SPE guidelines recommend that a 1-year historical average of costs and prices should be used as the default basis of “constant case” resources estimates and associated project cash flows.
Cushion Gas Volume		With respect to underground natural gas storage, Cushion Gas Volume (CGV) is the gas volume required in a storage field for reservoir management purposes and to maintain adequate minimum storage pressure for meeting working gas volume delivery with the required withdrawal profile. In caverns, the cushion gas volume is also required for stability reasons. The cushion gas volume may consist of recoverable and non-recoverable in-situ gas volumes and injected gas volumes.
Deposit	2007 - 2.4	Material laid down by a natural process. In resource evaluations, it identifies an accumulation of hydrocarbons in a reservoir (see Accumulation).

Deterministic Estimate	2007 - 3.5	The method of estimation of Reserves or Resources is called deterministic if a discrete estimate(s) is made based on known geoscience, engineering, and economic data.
Developed Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Reserves are expected to be recovered from existing wells including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered “developed” only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate. Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves. Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are also those expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.
Development Not Viable	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project towards commercial production.
Development Pending	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project towards commercial production.
Development Plan	2007 - 1.2	The design specifications, timing and cost estimates of the development project including, but not limited to, well locations, completion techniques, drilling methods, processing facilities, transportation and marketing. (See also Project.)
Development Unclarified or On Hold	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Discovered	2007 - 2.1.1	A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons. In this context, “significant” implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. (See also Known Accumulations.)

Discovered Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Discovered Petroleum Initially-in-Place is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production. Discovered Petroleum Initially-in-Place may be subdivided into Commercial, Sub-Commercial, and Unrecoverable, with the estimated commercially recoverable portion being classified as Reserves and the estimated sub-commercial recoverable portion being classified as Contingent Resources.
Dry Gas	2001 - 3.2	Dry Gas is a natural gas remaining after hydrocarbon liquids have been removed prior to the reference point. The dry gas and removed hydrocarbon liquids are accounted for separately in resource assessments. It should be recognized that this is a resource assessment definition and not a phase behavior definition. (Also called Lean Gas.)
Dry Hole	2001 - 2.5	A well found to be incapable of producing either oil or gas in sufficient quantities to justify completion as an oil or gas well.
Economic	2007 - 3.1.2 2001 - 4.3	In relation to petroleum Reserves and Resources, economic refers to the situation where the income from an operation exceeds the expenses involved in, or attributable to, that operation.
Economic Interest	2001 - 9.4.1	An Economic Interest is possessed in every case in which an investor has acquired any Interest in mineral in place and secures, by any form of legal relationship, revenue derived from the extraction of the mineral to which he must look for a return of his capital.
Economic Limit	2007 - 3.1.2 2001 - 4.3	Economic limit is defined as the production rate beyond which the net operating cash flows (after royalties or share of production owing to others) from a project, which may be an individual well, lease, or entire field, are negative.
Entitlement	2007 - 3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to a lessee or contractor under the terms of the development and production contract with a lessor.
Entity	2007 - 3.0	Entity is a legal construct capable of bearing legal rights and obligations. In resources evaluations this typically refers to the lessee or contractor, which is some form of legal corporation (or consortium of corporations). In a broader sense, an entity can be an organization of any form and may include governments or their agencies.
Estimated Ultimate Recovery (EUR)	2007 - 1.1	Those quantities of petroleum which are estimated, on a given date, to be potentially recoverable from an accumulation, plus those quantities already produced therefrom.
Evaluation	2007 - 3.0	The geosciences, engineering, and associated studies, including economic analyses, conducted on a petroleum exploration, development, or producing project resulting in estimates of the quantities that can be recovered and sold and the associated cash flow under defined forward conditions. Projects are classified and estimates of derived quantities are categorized according to applicable guidelines. (Also termed Assessment.)

Evaluator	2007 - 1.2, 2.1.2	The person or group of persons responsible for performing an evaluation of a project. These may be employees of the entities that have an economic interest in the project or independent consultants contracted for reviews and audits. In all cases, the entity accepting the evaluation takes responsibility for the results, including Reserves and Resources and attributed value estimates.
Exploration		Prospecting for undiscovered petroleum.
Field	2001 - 2.3	An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on, or related to, the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impermeable rock, laterally by local geologic barriers, or both. The term may be defined differently by individual regulatory authorities.
Flare Gas	2007 - 3.2.2 2001 - 3.1	Total volume of gas vented or burned as part of production and processing operations.
Flow Test	2007 - 2.1.1	An operation on a well designed to demonstrate the existence of moveable petroleum in a reservoir by establishing flow to the surface and/or to provide an indication of the potential productivity of that reservoir (such as a wireline formation test).
Fluid Contacts	2007 - 2.2.2	The surface or interface in a reservoir separating two regions characterized by predominant differences in fluid saturations. Because of capillary and other phenomena, fluid saturation change is not necessarily abrupt or complete, nor is the surface necessarily horizontal.
Forecast Case	2007 - 3.1.1	Modifier applied to project resources estimates and associated cash flow when such estimates are based on those conditions (including costs and product price schedules) forecast by the evaluator to reasonably exist throughout the life of the project. Inflation or deflation adjustments are made to costs and revenues over the evaluation period.
Forward Sales	2001 - 9.6.6	There are a variety of forms of transactions that involve the advance of funds to the owner of an interest in an oil and gas property in exchange for the right to receive the cash proceeds of production, or the production itself, arising from the future operation of the property. In such transactions, the owner almost invariably has a future performance obligation, the outcome of which is uncertain to some degree. Determination as to whether the transaction represents a sale or financing rests on the particular circumstances of each case.
Fuel Gas	2007 - 3.2.2	See Lease Fuel.
Gas Balance	2007 - 3.2.7 2001 - 3.10	In gas production operations involving multiple working interest owners, an imbalance in gas deliveries can occur. These imbalances must be monitored over time and eventually balanced in accordance with accepted accounting procedures.

Gas Cap Gas	2001 - 6.2.2	Gas Cap Gas is a free natural gas which overlies and is in contact with crude oil in the reservoir. It is a subset of Associated Gas.
Gas Hydrates	2007 - 2.4	Gas hydrates are naturally occurring crystalline substances composed of water and gas, in which a solid water lattice accommodates gas molecules in a cage-like structure, or clathrate. At conditions of standard temperature and pressure (STP), one volume of saturated methane hydrate will contain as much as 164 volumes of methane gas. Because of this large gas-storage capacity, gas hydrates are thought to represent an important future source of natural gas. Gas hydrates are included in unconventional resources, but the technology to support commercial production has yet to be developed.
Gas Inventory		With respect to underground natural gas storage, “gas inventory” is the sum of Working Gas Volume and Cushion Gas Volume.
Gas/Oil Ratio	2007 - 3.4.4	Gas to oil ratio in an oil field, calculated using measured natural gas and crude oil volumes at stated conditions. The gas/oil ratio may be the solution gas/oil, symbol R_s ; produced gas/oil ratio, symbol R_p ; or another suitably defined ratio of gas production to oil production.
Gas Plant Products		Gas Plant Products are natural gas liquids (or components) recovered from natural gas in gas processing plants and, in some situations, from field facilities. Gas Plant Products include ethane, propane, butanes, butanes/propane mixtures, natural gasoline and plant condensates, sulfur, carbon dioxide, nitrogen, and helium.
Gas-to-Liquids (GTL) Projects		Gas-to-Liquids projects use specialized processing (e.g., Fischer-Tropsch synthesis) to convert natural gas into liquid petroleum products. Typically, these projects are applied to large gas accumulations where lack of adequate infrastructure or local markets would make conventional natural gas development projects uneconomic.
Geostatistical Methods	2001 - 7.1	A variety of mathematical techniques and processes dealing with the collection, methods, analysis, interpretation, and presentation of masses of geoscience and engineering data to (mathematically) describe the variability and uncertainties within any reservoir unit or pool, specifically related here to resources estimates, including the definition of (all) well and reservoir parameters in 1, 2, and 3 dimensions and the resultant modeling and potential prediction of various aspects of performance.
High Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered from an accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.
Hydrocarbons	2007 - 1.1	Hydrocarbons are chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon.

Improved Recovery (IR)	2007 - 2.3.4	Improved Recovery is the extraction of additional petroleum, beyond Primary Recovery, from naturally occurring reservoirs by supplementing the natural forces in the reservoir. It includes waterflooding and gas injection for pressure maintenance, secondary processes, tertiary processes and any other means of supplementing natural reservoir recovery processes. Improved recovery also includes thermal and chemical processes to improve the in-situ mobility of viscous forms of petroleum. (Also called Enhanced Recovery.)
Injection	2001 - 3.5 2007 - 3.2.5	The forcing, pumping, or free flow under vacuum, of substances into a porous and permeable subsurface rock formation. Injected substances can include either gases or liquids.
Justified for Development	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting and that there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Kerogen		The naturally occurring, solid, insoluble organic material that occurs in source rocks and can yield oil upon heating. Kerogen is also defined as the fraction of large chemical aggregates in sedimentary organic matter that is insoluble in solvents (in contrast, the fraction that is soluble in organic solvents is called bitumen). (See also Oil Shales.)
Known Accumulation	2007 - 2.1.1 2001 - 2.2	An accumulation is an individual body of petroleum-in-place. The key requirement to consider an accumulation as “known,” and hence containing Reserves or Contingent Resources, is that it must have been discovered, that is, penetrated by a well that has established through testing, sampling, or logging the existence of a significant quantity of recoverable hydrocarbons.
Lead	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Lease Condensate		Lease Condensate is condensate recovered from produced natural gas in gas/liquid separators or field facilities.
Lease Fuel	2007 - 3.2.2	Oil and/or gas used for field and processing plant operations. For consistency, quantities consumed as lease fuel should be treated as shrinkage. However, regulatory guidelines may allow lease fuel to be included in Reserves estimates. Where claimed as Reserves, such fuel quantities should be reported separately from sales, and their value must be included as an operating expense.
Lease Plant		A general term referring to processing facilities that are dedicated to one or more development projects and the petroleum is processed without prior custody transfer from the owners of the extraction project (for gas projects, also termed “Local Gas Plant”).
Liquefied Natural Gas (LNG) Project		Liquefied Natural Gas projects use specialized cryogenic processing to convert natural gas into liquid form for tanker transport. LNG is about 1/614 the volume of natural gas at standard temperature and pressure.
Loan Agreement	2001 - 9.6.5	A loan agreement is typically used by a bank, other investor, or partner to finance all or part of an oil and gas project. Compensation for funds advanced is limited to a specified interest rate.

Low/Best/High Estimates	2007 - 2.2.1, 2.2.2	The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes at varying degrees of uncertainty (using the cumulative scenario approach) for an individual accumulation or a project.
Low Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be a conservative estimate of the quantity that will actually be recovered from the accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
Lowest Known Hydrocarbons	2007 - 2.2.2.	The deepest occurrence of a producible hydrocarbon accumulation as interpreted from well log, flow test, pressure measurement, or core data.
Marginal Contingent Resources	2007 - 2.1.3.3	Known (discovered) accumulations for which a development project(s) has been evaluated as economic or reasonably expected to become economic but commitment is withheld because of one or more contingencies (e.g., lack of market and/or infrastructure).
Measurement	2007 - 3.0	The process of establishing quantity (volume or mass) and quality of petroleum products delivered to a reference point under conditions defined by delivery contract or regulatory authorities.
Mineral Interest	2001 - 9.3	Mineral Interests in properties including (1) a fee ownership or lease, concession, or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of that interest; (2) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non-operating interests in properties operated by others; and (3) those agreements with foreign governments or authorities under which a reporting entity participates in the operation of the related properties or otherwise serves as producer of the underlying reserves (as opposed to being an independent purchaser, broker, dealer, or importer).
Monte Carlo Simulation	2001 - 5 2007 - 3.5	A type of stochastic mathematical simulation that randomly and repeatedly samples input distributions (e.g., reservoir properties) to generate a resulting distribution (e.g., recoverable petroleum volumes).
Natural Bitumen	2007 - 2.4	Natural Bitumen is the portion of petroleum that exists in the semisolid or solid phase in natural deposits. In its natural state, it usually contains sulfur, metals, and other non-hydrocarbons. Natural Bitumen has a viscosity greater than 10,000 milliPascals per second (mPa.s) (or centipoises) measured at original temperature in the deposit and atmospheric pressure, on a gas free basis. In its natural viscous state, it is not normally recoverable at commercial rates through a well and requires the implementation of improved recovery methods such as steam injection. Natural Bitumen generally requires upgrading prior to normal refining. (Also called Crude Bitumen.)
Natural Gas	2007 - 3.2.3 2001 - 6.6, 9.4.4	Natural Gas is the portion of petroleum that exists either in the gaseous phase or is in solution in crude oil in natural underground reservoirs, and which is gaseous at atmospheric conditions of pressure and temperature. Natural Gas may include some amount of non-hydrocarbons.

Natural Gas Inventory		With respect to underground natural gas storage operations “inventory” is the total of working and cushion gas volumes.
Natural Gas Liquids	2007 - A13 2001 - 3.2, 9.4.4	Natural Gas Liquids (NGL) are a mixture of light hydrocarbons that exist in the gaseous phase and are recovered as liquids in gas processing plants. NGL differs from condensate in two principal respects: (1) NGL is extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities, and (2) NGL includes very light hydrocarbons (ethane, propane, butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensates.
Natural Gas Liquids to Gas Ratio		Natural gas liquids to gas ratio in an oil or gas field, calculated using measured natural gas liquids and gas volumes at stated conditions.
Net-Back	2007 - 3.2.1	Linkage of input resource to the market price of the refined products.
Net Profits Interest	2001 - 9.4.4	An interest that receives a portion of the net proceeds from a well, typically after all costs have been paid.
Net Working Interest	2001 - 9.6.1	A company’s working interest reduced by royalties or share of production owing to others under applicable lease and fiscal terms. (Also called Net Revenue Interest.)
Non-Hydrocarbon Gas	2007 - 3.2.4 2001 - 3.3	Natural occurring associated gases such as nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and helium. If non-hydrocarbon gases are present, the reported volumes should reflect the condition of the gas at the point of sale. Correspondingly, the accounts will reflect the value of the gas product at the point of sale.
Non-Associated Gas		Non-Associated Gas is a natural gas found in a natural reservoir that does not contain crude oil.
Normal Production Practices		Production practices that involve flow of fluids through wells to surface facilities that involve only physical separation of fluids and, if necessary, solids. Wells can be stimulated, using techniques including, but not limited to, hydraulic fracturing, acidization, various other chemical treatments, and thermal methods, and they can be artificially lifted (e.g., with pumps or gas lift). Transportation methods can include mixing with diluents to enable flow, as well as conventional methods of compression or pumping. Practices that involve chemical reforming of molecules of the produced fluids are considered manufacturing processes.
Oil Sands		Sand deposits highly saturated with natural bitumen. Also called “Tar Sands.” Note that in deposits such as the western Canada “oil sands,” significant quantities of natural bitumen may be hosted in a range of lithologies including siltstones and carbonates.
Oil Shales	2007 - 2.4	Shale, siltstone and marl deposits highly saturated with kerogen. Whether extracted by mining or in situ processes, the material must be extensively processed to yield a marketable product (synthetic crude oil).
Offset Well Location		Potential drill location adjacent to an existing well. The offset distance may be governed by well spacing regulations. In the absence of well spacing regulations, technical analysis of drainage areas may be used to define the spacing. For Proved volumes to be assigned to an offset well location there must be conclusive, unambiguous technical data which supports the reasonable certainty of production of hydrocarbon volumes and sufficient legal acreage to economically justify the development without going below the shallower of the fluid contact or the lowest known hydrocarbon.

On Production	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	The development project is currently producing and selling petroleum to market. A project status/maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Operator		The company or individual responsible for managing an exploration, development, or production operation.
Overlift/Underlift	2007 - 3.2.7 2001 - 3.9	Production overlift or underlift can occur in annual records because of the necessity for companies to lift their entitlement in parcel sizes to suit the available shipping schedules as agreed among the parties. At any given financial year-end, a company may be in overlift or underlift. Based on the production matching the company's accounts, production should be reported in accord with and equal to the liftings actually made by the company during the year, and not on the production entitlement for the year.
Penetration	2007 - 1.2	The intersection of a wellbore with a reservoir.
Petroleum	2007 - 1.0	Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbon compounds, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.
Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Petroleum Initially-in-Place is the total quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring reservoirs. Crude Oil-in-place, Natural Gas-in-place and Natural Bitumen-in-place are defined in the same manner (see Resources). (Also referred as Total Resource Base or Hydrocarbon Endowment.)
Pilot Project	2007 - 2.3.4, 2.4	A small-scale test or trial operation that is used to assess the suitability of a method for commercial application.
Play	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Pool		An individual and separate accumulation of petroleum in a reservoir.
Possible Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty. Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data suggest are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.
Primary Recovery		Primary recovery is the extraction of petroleum from reservoirs utilizing only the natural energy available in the reservoirs to move fluids through the reservoir rock to other points of recovery.
Probability	2007 - 2.2.1	The extent to which an event is likely to occur, measured by the ratio of the favorable cases to the whole number of cases possible. SPE convention is to quote cumulative probability of exceeding or equaling a quantity where P90 is the small estimate and P10 is the large estimate. (See also Uncertainty.)

Probabilistic Estimate	2007 - 3.5	The method of estimation of Resources is called probabilistic when the known geoscience, engineering, and economic data are used to generate a continuous range of estimates and their associated probabilities.
Probable Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty. Probable Reserves are those additional Reserves that are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.
Production	2007 - 1.1	Production is the cumulative quantity of petroleum that has been actually recovered over a defined time period. While all recoverable resource estimates and production are reported in terms of the sales product specifications, raw production quantities (sales and non-sales, including non-hydrocarbons) are also measured to support engineering analyses requiring reservoir voidage calculations.
Production-Sharing Contract	2007 - 3.3.2 2001 - 9.6.2	In a production-sharing contract between a contractor and a host government, the contractor typically bears all risk and costs for exploration, development, and production. In return, if exploration is successful, the contractor is given the opportunity to recover the incurred investment from production, subject to specific limits and terms. Ownership is retained by the host government; however, the contractor normally receives title to the prescribed share of the volumes as they are produced.
Profit Split	2001 - 9.6.2	Under a typical production-sharing agreement, the contractor is responsible for the field development and all exploration and development expenses. In return, the contractor is entitled to a share of the remaining profit oil or gas. The contractor receives payment in oil or gas production and is exposed to both technical and market risks.
Project	2007 - 1.2 2001 - 2.3	Represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process, including budget allocation. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development in a producing field, or the integrated development of a group of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent a specific maturity level at which a decision is made on whether or not to proceed (i.e., spend money), and there should be an associated range of estimated recoverable resources for that project. (See also Development Plan.)
Property	2007 - 1.2 2001 - 9.4	A volume of the Earth's crust wherein a corporate entity or individual has contractual rights to extract, process, and market a defined portion of specified in-place minerals (including petroleum). Defined in general as an area but may have depth and/or stratigraphic constraints. May also be termed a lease, concession, or license.
Prorationing		The allocation of production among reservoirs and wells or allocation of pipeline capacity among shippers, etc.
Prospect	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.

Prospective Resources	2007 - 1.1 and Table 1	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.
Proved Economic	2007 - 3.1.1	In many cases, external regulatory reporting and/or financing requires that, even if only the Proved Reserves estimate for the project is actually recovered, the project will still meet minimum economic criteria; the project is then termed as "Proved Economic."
Proved Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty Proved Reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. Often referred to as 1P, also as "Proven."
Purchase Contracts	2001 - 9.6.8	A contract to purchase oil and gas provides the right to purchase a specified volume of production at an agreed price for a defined term.
Pure-Service Contract	2001 - 9.7.5	A pure-service contract is an agreement between a contractor and a host government that typically covers a defined technical service to be provided or completed during a specific period of time. The service company investment is typically limited to the value of equipment, tools, and expenses for personnel used to perform the service. In most cases, the service contractor's reimbursement is fixed by the terms of the contract with little exposure to either project performance or market factors.
Range of Uncertainty	2007 - 2.2 2001 - 2.5	The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution. (See Resource Uncertainty Categories.)
Raw Natural Gas	2007 - 3.2.1	Raw Natural Gas is natural gas as it is produced from the reservoir. It includes water vapor and varying amounts of the heavier hydrocarbons that may liquefy in lease facilities or gas plants and may also contain sulfur compounds such as hydrogen sulfide and other non-hydrocarbon gases such as carbon dioxide, nitrogen, or helium, but which, nevertheless, is exploitable for its hydrocarbon content. Raw Natural Gas is often not suitable for direct utilization by most types of consumers.
Reasonable Certainty	2007 - 2.2.2	If deterministic methods for estimating recoverable resource quantities are used, then reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the estimated quantities will be recovered.
Reasonable Expectation	2007 - 2.1.2	Indicates a high degree of confidence (low risk of failure) that the project will proceed with commercial development or the referenced event will occur.
Reasonable Forecast	2007 - 3.1.2	Indicates a high degree of confidence in predictions of future events and commercial conditions. The basis of such forecasts includes, but is not limited to, analysis of historical records and published global economic models.
Recoverable Resources	2007 - 1.2	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible from discovered or undiscovered accumulations.

Recovery Efficiency	2007 - 2.2	A numeric expression of that portion of in-place quantities of petroleum estimated to be recoverable by specific processes or projects, most often represented as a percentage.
Reference Point	2007 - 3.2.1	A defined location within a petroleum extraction and processing operation where quantities of produced product are measured under defined conditions prior to custody transfer (or consumption). Also called Point of Sale or Custody Transfer Point.
Reserves	2007 - 1.1	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: They must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of a given date) based on the development project(s) applied.
Reservoir	2001 - 2.3	A subsurface rock formation containing an individual and separate natural accumulation of moveable petroleum that is confined by impermeable rocks/formations and is characterized by a single-pressure system.
Resources	2007 - 1.1	The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum (recoverable and unrecoverable) naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered, plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional" (see Total Petroleum Initially-in-Place). (In basin potential studies, it may be referred to as Total Resource Base or Hydrocarbon Endowment.)
Resources Categories	2007 - 2.2 and Table 3	Subdivisions of estimates of resources to be recovered by a project(s) to indicate the associated degrees of uncertainty. Categories reflect uncertainties in the total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources), that portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects, and variations in the conditions that may impact commercial development (e.g., market availability, contractual changes)
Resources Classes	2007 - 1.1, 2.1 and Table 1	Subdivisions of Resources that indicate the relative maturity of the development projects being applied to yield the recoverable quantity estimates. Project maturity may be indicated qualitatively by allocation to classes and sub-classes and/or quantitatively by associating a project's estimated chance of reaching producing status.
Revenue-Sharing Contract	2001 - 9.6.3	Revenue-sharing contracts are very similar to the production-sharing contracts described earlier, with the exception of contractor payment. With these contracts, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Reversionary Interest		The right of future possession of an interest in a property when a specified condition has been met.
Risk	2001 - 2.5	The probability of loss or failure. As "risk" is generally associated with the negative outcome, the term "chance" is preferred for general usage to describe the probability of a discrete event occurring.

Risk and Reward	2001 - 9.4	Risk and reward associated with oil and gas production activities stems primarily from the variation in revenues due to technical and economic risks. Technical risk affects a company's ability to physically extract and recover hydrocarbons and is usually dependent on a number of technical parameters. Economic risk is a function of the success of a project and is critically dependent on cost, price, and political or other economic factors.
Risked-Service Contract	2007 - 3.3.2 2001 - 9.7.4	These agreements are very similar to the production-sharing agreements with the exception of contractor payment, but risk is borne by the contractor. With a risked-service contract, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Royalty	2007 - 3.3.1 2001 - 3.8	Royalty refers to payments that are due to the host government or mineral owner (lessor) in return for depletion of the reservoirs and the producer (lessee/contractor) for having access to the petroleum resources. Many agreements allow for the producer to lift the royalty volumes, sell them on behalf of the royalty owner, and pay the proceeds to the owner. Some agreements provide for the royalty to be taken only in kind by the royalty owner.
Sales	2007 - 3.2	The quantity of petroleum product delivered at the custody transfer (reference point) with specifications and measurement conditions as defined in the sales contract and/or by regulatory authorities. All recoverable resources are estimated in terms of the product sales quantity measurements.
Shut-in Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate, but which have not started producing; (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections; or (3) wells not capable of production for mechanical reasons.
Solution Gas		Solution Gas is a natural gas which is dissolved in crude oil in the reservoir at the prevailing reservoir conditions of pressure and temperature. It is a subset of Associated Gas.
Sour Natural Gas	2001 - 3.4	Sour Natural Gas is a natural gas that contains sulfur, sulfur compounds, and/or carbon dioxide in quantities that may require removal for sales or effective use.
Stochastic	2001 - 5	Adjective defining a process involving or containing a random variable or variables or involving chance or probability such as a stochastic stimulation.
Sub-Commercial	2007 - 2.1.2	A project is Sub-Commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is not expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. Discovered sub-commercial projects are classified as Contingent Resources.
Sub-Marginal Contingent Resources	2007 - 2.1.3.3	Known (discovered) accumulations for which evaluation of development project(s) indicated they would not meet economic criteria, even considering reasonably expected improvements in conditions.
Sweet Natural Gas	2001 - 3.3	Sweet Natural Gas is a natural gas that contains no sulfur or sulfur compounds at all, or in such small quantities that no processing is necessary for their removal in order that the gas may be sold.

Synthetic Crude Oil (SCO)	2001 - A12, A13	A mixture of hydrocarbons derived by upgrading (i.e., chemically altering) natural bitumen from oil sands, kerogen from oil shales, or processing of other substances such as natural gas or coal. SCO may contain sulfur or other non-hydrocarbon compounds and has many similarities to crude oil.
Taxes	2001 - 9.4.2	Obligatory contributions to the public funds, levied on persons, property, or income by governmental authority.
Technical Uncertainty	2007 - 2.2	Indication of the varying degrees of uncertainty in estimates of recoverable quantities influenced by range of potential in-place hydrocarbon resources within the reservoir and the range of the recovery efficiency of the recovery project being applied.
Total Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Total Petroleum Initially-in-Place is generally accepted to be all those estimated quantities of petroleum contained in the subsurface, as well as those quantities already produced. This was defined previously by the WPC as "Petroleum-in-place" and has been termed "Resource Base" by others. Also termed "Original-in-Place" or "Hydrocarbon Endowment."
Uncertainty	2007 - 2.2 2001 - 2.5	The range of possible outcomes in a series of estimates. For recoverable resource assessments, the range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities for an individual accumulation or a project. (See also Probability.)
Unconventional Resources	2007 - 2.4,	Unconventional resources exist in petroleum accumulations that are pervasive throughout a large area and that are not significantly affected by hydrodynamic influences (also called "continuous-type deposits"). Examples include coalbed methane (CBM), basin-centered gas, shale gas, gas hydrate, natural bitumen (tar sands), and oil shale deposits. Typically, such accumulations require specialized extraction technology (e.g., dewatering of CBM, massive fracturing programs for shale gas, steam and/or solvents to mobilize bitumen for in-situ recovery, and, in some cases, mining activities). Moreover, the extracted petroleum may require significant processing prior to sale (e.g., bitumen upgraders). (Also termed "Non-Conventional" Resources and "Continuous Deposits.")
Undeveloped Reserves	2001 - 2.1.3.1 and Table 2	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments: (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.
Unitization		Process whereby owners group adjoining properties and divide reserves, production, costs, and other factors according to their respective entitlement to petroleum quantities to be recovered from the shared reservoir(s).
Unproved Reserves	2001 - 5.1.1	Unproved Reserves are based on geoscience and/or engineering data similar to that used in estimates of Proved Reserves, but technical or other uncertainties preclude such reserves being classified as Proved. Unproved Reserves may be further categorized as Probable Reserves and Possible Reserves.
Unrecoverable Resources	2007 - 1.1	That portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which are estimated, as of a given date, not to be recoverable. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technological developments occur, or additional data are acquired.

Upgrader	2007 - 2.4	A general term applied to processing plants that convert extra-heavy crude oil and natural bitumen into lighter crude and less viscous synthetic crude oil (SCO). While the detailed process varies, the underlying concept is to remove carbon through coking or to increase hydrogen by hydrogenation processes using catalysts.
Well Abandonment		The permanent plugging of a dry hole, an injection well, an exploration well, or a well that no longer produces petroleum or is no longer capable of producing petroleum profitably. Several steps are involved in the abandonment of a well: permission for abandonment and procedural requirements are secured from official agencies; the casing is removed and salvaged if possible; and one or more cement plugs and/or mud are placed in the borehole to prevent migration of fluids between the different formations penetrated by the borehole. In some cases, wells may be temporarily abandoned where operations are suspended for extended periods pending future conversions to other applications such as reservoir monitoring, enhanced recovery, etc.
Wet Gas	2001 - 3.2 2007 - 3.2.3	Wet (Rich) Gas is natural gas from which no liquids have been removed prior to the reference point. The wet gas is accounted for in resource assessments, and there is no separate accounting for contained liquids. It should be recognized that this is a resource assessment definition and not a phase behavior definition.
Working Gas Volume		With respect to underground natural gas storage, Working Gas Volume (WGV) is the volume of gas in storage above the designed level of cushion gas which can be withdrawn/injected with the installed subsurface and surface facilities (wells, flowlines, etc.) subject to legal and technical limitations (pressures, velocities, etc.). Depending on local site conditions (injection/withdrawal rates, utilization hours, etc.), the working gas volume may be cycled more than once a year.
Working Interest	2001 - 9	A company's equity interest in a project before reduction for royalties or production share owed to others under the applicable fiscal terms.



Delek Drilling

2017

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ב'

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח הדירקטוריון של השותף הכללי לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017

דירקטוריון דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: "השותף הכללי"), מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017 (להלן: "שנת הדוח").

חלק ראשון - הסברי הדירקטוריון למצב עסקי השותפות

1. נתונים עיקריים מתוך תיאור עסקי השותפות

לתיאור עסקי השותפות וההתפתחויות שחלו בשנת הדוח - ראה פרק א' (תיאור עסקי השותפות).

2. תוצאות הפעילות

א. כללי

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, עיקר עיסוקה של השותפות הינו בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט, ובכלל זה, בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט ממאגר תמר שבשטח חזקת תמר (להלן: "פרויקט תמר"), בקידום הרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר, בפיתוח שלב 1א בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן ובקידום מסחור הגז הטבעי והקונדנסט ממנו, בקידום ותכנון שלב 1ב בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן לשווקי יעד נוספים, בקידום ותכנון של מסחור הגז הטבעי ופיתוח מאגר אפרודיטה, בבחינת חלופות תשתית שונות להזרמת גז טבעי לשווקי יעד נוספים, בפעילות חיפושים בנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות לרבות למטרות נפט, לצד בחינת כניסה לנכסי נפט נוספים בישראל ובאגן הים התיכון. כמו כן עוסקת השותפות בקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי מנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות, וכן בבחינת חלופות שונות למכירת החזקות השותפות בפרויקט תמר, בהתאם להוראות מתווה הגז (לפרטים בדבר מתווה הגז ראה ביאור 12 ללוחות הכספיים המצורפים בהמשך).

ביום 17 במאי 2017 התמזגה אבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (להלן "אבנר") עם ולתוך השותפות באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של אבנר עברו As Is לשותפות. לפרטים נוספים ראה ביאורים 1 ו-12 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

בחודש יולי 2017 מכרה השותפות 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר I/12 ודלית I/13 (להלן ביחד: "חזקות תמר ודלית") לחברת תמר פטרוליום בע"מ (לפרטים נוספים ראה ביאור 17 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך).

רווחי השותפות בשנת 2017, הסתכמו לסך של כ- 817.2 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 326.9 מיליון דולר אשתקד. הגידול ברווח, נובע בעיקר מהכנסות ממכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית, כאמור בביאור 17 לדוחות הכספיים המצורפים להלן, אשר קוזזו, חלקית, באמצעות קיטון בחלק השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט בפרויקט תמר, כתוצאה ממימוש הזכויות כאמור.

רווחי השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2017, הסתכמו לסך של כ- 62.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 118 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הירידה ברווח נובעת בעיקר ממימוש חלק מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית כאמור לעיל, וכן מרווח שנבע ממימוש זכויות בחזקות "כריש" ו-"תנין" ברבעון המקביל אשתקד.

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל

להלן נתונים עיקריים לגבי הדוחות על הרווח הכולל של השותפות, באלפי דולר :

2016	10-12/16	2017	10-12/17	7-9/17	4-6/17	1-3/17	
							הכנסות
542,025	137,750	501,926	100,683	109,559	146,637	145,047	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
85,181	21,068	80,256	16,857	17,909	22,793	22,697	בניכוי תמלוגים
456,844	116,682	421,670	83,826	91,650	123,844	122,350	הכנסות, נטו
							הוצאות ועלויות:
39,625	11,173	35,188	7,857	7,149	9,803	10,379	עלות הפקת הגז והקונדנסט
55,784	12,381	94,898	13,390	25,321	41,109	15,078	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
5,917	1,978	7,840	2,490	1,992	1,369	1,989	הוצאות חיפוש נפט וגז והוצאות ישירות אחרות
9,442	3,330	10,629	2,210	3,502	2,284	2,633	הוצאות הנהלה וכלליות
110,768	28,862	148,555	25,947	37,964	54,565	30,079	סה"כ הוצאות ועלויות
42,276	42,276	566,542	(392)	566,934	-	-	הכנסות אחרות, נטו
-	-	10,042	4,549	5,493	-	-	חלק השותפות ברווחי חברה כלולה, נטו
388,352	130,096	849,699	62,036	626,113	69,279	92,271	רווח תפעולי
							הוצאות מימון
(71,450)	(15,458)	(75,044)	(19,589)	(17,908)	(18,866)	(18,681)	הכנסות מימון
10,985	2,813	46,872	21,274	7,733	8,794	9,071	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
(60,465)	(12,645)	(28,172)	1,685	(10,175)	(10,072)	(9,610)	רווח לפני היטל
327,887	117,451	821,527	63,721	615,938	59,207	82,661	היטל רווחי נפט וגז
(1,019)	494	(4,305)	(999)	693	(203)	(3,796)	
326,868	117,945	817,222	62,722	616,631	59,004	78,865	רווח נקי
							הפסד כולל אחר בגין פריטים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
11,960	10,668	(3,957)	-	(2,203)	(1,754)	-	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
							רווח (הפסד) בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה
1,532	(153)	2,237	2,100	-	-	137	העברה לרווח או הפסד בגין מימוש נכסים פיננסיים זמינים למכירה ועסקאות גידור תזרים מזומנים
(48)	-	(1,599)	(420)	(216)	(963)	-	סך הכל רווח (הפסד) כולל אחר לתקופה
13,444	10,515	(3,319)	1,680	(2,419)	(2,717)	137	סה"כ רווח כולל
340,312	128,460	813,903	64,402	614,212	56,287	79,002	מכירות גז ב- BCM¹
9.4	2.3	9.9	2.4	2.6	2.5	2.4	מכירות קונדנסט בישראל ב- אלפי חביות²
448	107	455	110	119	112	114	

הכנסות, נטו הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 421.7 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 456.8 מיליון דולר אשתקד, ירידה של כ- 8%. הירידה בהכנסות בשנת הדוח לעומת אשתקד, נובעת בעיקר ממימוש זכויות השותפות במאגר תמר שהושלם בחודש יולי 2017, אשר קוזה, חלקית, בעיקר באמצעות גידול בכמות הגז הנמכר ממאגר תמר.

ברבעון הרביעי של שנת 2017 הסתכמו ההכנסות בניכוי תמלוגים לסך של כ- 83.8 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 116.7 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. הירידה נובעת בעיקר ממימוש זכויות השותפות במאגר תמר, אשר קוזה, חלקית, באמצעות עלייה בכמות הגז הנמכר ממאגר תמר. כמו כן,

¹ הנתונים מתייחסים למכירות גז טבעי (100%) מהפרויקטים תמר וים תטיס, מעוגלים לעשירית ה- BCM.

² הנתונים מתייחסים למכירות קונדנסט (100%) מפרויקט תמר מעוגלים לאלפי חביות.

להערכת השותפות, במהלך חודש דצמבר 2017 חל מועד החזר ההשקעה במאגר תמר ובהתאם, עלה שיעור תמלוג העל המשולם לקבוצת דלק בע"מ ולדלק מערכות אנרגיה בע"מ משיעור של 1.5% לשיעור של 6.5% כאמור בביאור 15 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

עלות הפקת הגז והקונדנסט כוללת בעיקר הוצאות ניהול ותפעול בפרויקט תמר הכוללות, בין היתר, הוצאות שינוע והובלה, שכר עבודה, יעוץ, תחזוקה וביטוח. עלות הפקת הגז והקונדנסט הסתכמה בשנת הדוח לסך של כ- 35.2 מיליון דולר לעומת סך של כ- 39.6 מיליון דולר אשתקד, ירידה של כ- 11%. הירידה בעלות הפקת הגז והקונדנסט נובעת בעיקר מהירידה באחזקות השותפות במאגר תמר.

ברבעון הרביעי של שנת 2017 הסתכמה עלות הפקת הגז והקונדנסט, לסך של כ- 7.9 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 11.2 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, ירידה של כ- 30%. הירידה נובעת בעיקר מהירידה בזכויות השותפות במאגר תמר.

הוצאות פחת אזילה והפחתות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 94.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 55.8 מיליון דולר אשתקד. הוצאות הפחת בתקופה כוללות פחת אזילה בפרויקטים תמר וים תטיס. עיקר הגידול נובע מהפחתת עלות קידוח דולפין שבשטח רישיון חנה בסך של כ- 25 מיליון דולר, שנרשמה ברבעון השני של שנת 2017 (לפרטים ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים המצורפים להלן), וכן מעלייה בהוצאות פחת הנובעות מעדכון התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס.

ברבעון הרביעי של שנת 2017 הסתכמו הוצאות פחת והפחתות לסך של כ- 13.4 מיליון דולר לעומת סך של כ- 12.4 מיליון דולר אשתקד. העלייה נובעת בעיקר ממחיקת ציוד קידוחים עודף משנים קודמות אשר קוזה מירידה בהוצאות פחת האזילה, הנובע ממאגר תמר עקב הירידה בזכויות השותפות במאגר.

הוצאות חיפוי נפט וגז כוללות, בין היתר, הוצאות גיאולוגים, מהנדסים וייעוץ וכן הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקטים שונים. הוצאות חיפוי נפט וגז הסתכמו לסך של כ- 7.8 מיליון דולר וכוללות, בין היתר, הוצאות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 4.4 מיליון דולר, והוצאות בפרויקט קפריסין בסך של כ- 1.6 מיליון דולר. אשתקד, הסתכמו הוצאות החיפויים לסך של כ- 5.9 מיליון דולר וכללו, בין היתר, הוצאות בפרויקט לווייתן בסך של כ- 3 מיליון דולר וכן הוצאות בפרויקט קפריסין בסך של כ- 1.2 מיליון דולר.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 10.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 9.4 מיליון דולר אשתקד וכוללות, בין היתר, הוצאות בגין שירותים מקצועיים, הוצאות שכר והוצאות דמי ניהול לשותף הכללי. בנוסף, הוצאות הנהלה וכלליות כוללות סך של כ- 2.4 מיליון דולר (אשתקד: כ- 2.5 מיליון דולר) שנרשמו כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו והנובעות בעיקר מעלויות הממומנות על ידי השותף הכללי וצדדים קשורים, אשר בהתאם להסכם השותפות אינן מועמדות על השותפות. ההוצאות אשתקד הינן בניכוי החזר הוצאות עבר שהתקבלו משותף עסקי.

הכנסות אחרות, נטו הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 566.5 מיליון דולר והן נובעות בעיקר מהרווח ממכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית. אשתקד כללו ההכנסות האחרות, נטו את הרווח ממכירת חזקות כריש ותנין (לפרטים נוספים ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך).

חלק השותפות ברווחי חברה כלולה, נטו בסך של כ- 10 מיליון דולר נבעו מאחזקת השותפות ב-40% ממניות תמר פטרוליום בע"מ אשר הוקצו לשותפות במסגרת מכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית כאמור בביאור 17 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.

הוצאות המימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 75 מיליון דולר לעומת סך של כ- 71.5 מיליון דולר אשתקד.

הוצאות המימון נבעו בעיקר מריבית בגין אגרות חוב בסך של כ- 93.8 מיליון דולר מתוכם היוונה השותפות סך של כ- 26.8 מיליון דולר, אשר יוחסו לעלויות פיתוח פרויקט לווייתן ולהשקעות שבוצעו השנה בפרויקט תמר. בתקופה המקבילה אשתקד, הסתכמו הוצאות המימון בגין אגרות חוב לסך של כ- 88.2 מיליון דולר מתוכם היוונה השותפות סך של כ- 21.9 מיליון דולר אשר יוחסו לפרויקטים האמורים.

ברבעון הרביעי של שנת 2017 הסתכמו הוצאות המימון לסך של כ- 19.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 15.5 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה בהוצאות המימון ברבעון הרביעי נובעת בעיקר מהוצאות הנובעות משערוך השקעות לזמן קצר.

הכנסות המימון בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 46.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 11 מיליון דולר אשתקד. הכנסות המימון נובעות בעיקר משערוך סכומים לקבל בגין מכירת חזקות "כריש" ו"תנין" בסך של כ- 24.7 מיליון דולר וכן מתיק ההשקעות לזמן קצר ומפקדונות בבנקים.

היטל רווחי נפט הסתכם בשנת הדוח להוצאה בסך של כ- 4.3 מיליון דולר, לעומת הוצאה בסך של כ- 1 מיליון דולר אשתקד. סכום ההיטל בשנת הדוח מורכב מהיטל בגין הכנסות השותפות מפרויקט ים תטיס.

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

א. מצב כספי

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי הדוח על המצב הכספי ליום 31 בדצמבר 2017 לעומת הדוח על המצב הכספי ליום 31 בדצמבר 2016:

סך המאזן ליום 31.12.2017 הסתכם לסך של כ- 3,055.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 3,014.4 מיליון דולר ליום 31.12.2016.

הנכסים השוטפים ירדו מסך של כ- 708.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 511 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים** ירדו מסך של כ- 480.9 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 154.8 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. הירידה במזומנים ושווי מזומנים נובעת בעיקר מחלוקות רווחים שבוצעו בשנת הדוח וכן מהשקעה בנכסי נפט וגז שבוצעה בשנת הדוח, אשר קוזזו בעיקר מהתמורה שהתקבלה ממכירת גז טבעי וקונדנסט ומהתמורה, נטו ממכירת 9.25% מהזכויות בחזקות תמר ודלית.

(2) **השקעות לזמן קצר** עלו מסך של כ- 133.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 278.8 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017, והן כוללות, בין היתר, אגרות חוב קונצרניות, פקדונות לזמן קצר, פקדון המשמש ככרית בטחון לאגרות חוב תמר בונד וקרנות סל.

(3) **לקוחות** הסתכמו לסך של כ- 46.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017 לעומת סך של כ- 57.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016. הירידה נובעת בעיקר מהירידה בזכויות השותפות במאגר תמר.

(4) **חייבים ויתרת חובה** ירדו מסך של כ- 36.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 30.9 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. הירידה נובעת בעיקר ממיון יתרות חייבים ויתרות חובה לנכסים אחרים לזמן ארוך.

הנכסים הלא שוטפים עלו מסך של כ- 2,306 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 2,544.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) השקעות בנכסי נפט וגז עלו מסך של כ- 1,977 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 2,024 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. עיקר העלייה נובעת מהשקעת השותפות בסך של כ- 40 מיליון דולר וכ- 468.5 מיליון דולר בפרויקטים תמר ולויתן בהתאמה. מאידך רשמה השותפות הוצאות פחת אזילה והפחתות בפרויקטים תמר וים תטיס בסך של כ- 51.3 מיליון דולר, מכרה 9.25% בזכויות בחזקות תמר ודלית אשר עלותם נטו, הייתה כ- 387 מיליון דולר, הפחיתה את השקעתה במאגר דולפין עקב דחיית שר האנרגיה את הערעור שהוגש על ידי השותפים על החלטתו של הממונה שלא להכיר במאגר דולפין כתגלית בסך של כ- 25 מיליון דולר וכן הפחיתה ציוד עודף של קידוחים משנים קודמות בסך של כ- 3 מיליון דולר.

(2) פקדונות לזמן ארוך ירדו מסך של כ- 134 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 101.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. הירידה נובעת בעיקר מפרעון פקדונות לזמן ארוך אשר הושקעו לזמן הקצר.

הפקדונות ליום 31 בדצמבר 2017 משמשים ככרית בטחון לאגרות החוב (תמר בונד). אשתקד כללו הפקדונות סך של כ- 82.7 מיליון דולר ששימשו ככרית בטחון לאגרות החוב (תמר בונד) וסך של כ- 51.3 מיליון דולר ששועבדו לטובת תאגידים בנקאיים.

(3) נכסים אחרים לזמן ארוך עלו מסך של כ- 194.7 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 289.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. העלייה נובעת בעיקר משערוך סכומים לקבל ממכירת חזקות "כריש" ו"תנין", בסך של כ- 26.8 מיליון דולר (ראה ביאור 8 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך), ומרישום הוצאות מראש לזמן ארוך בגין מימון פרויקט לויתן בסך של כ- 43.8 מיליון דולר. בנוסף, כוללים הנכסים, בין היתר, מקדמות על חשבון תמלוגים ששולמו למדינה, לצדדים קשורים ושלישיים בסך של כ- 34.2 מיליון דולר (ראה ביאור 15 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך), גידול בחייבים האחרים לזמן ארוך במסגרת העסקאות המשותפות הכוללים בין היתר לקוח לזמן ארוך בסך של כ- 8.1 מיליון דולר (ראה ביאור 12ג1א8 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך) וכן חייבים בגין הקמת תשתיות ליצוא גז בסך של כ- 32.8 מיליון דולר. ליום 31 בדצמבר 2016 כללו הנכסים בעיקר סכומים לקבל ממכירת חזקות "כריש" ו- "תנין" בסך של כ- 140.3 מיליון דולר, סך של כ- 30.3 מיליון דולר בגין מקדמות על חשבון תמלוגים ששולמו למדינה, לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים וכן סך של כ- 23.3 מיליון דולר אשר נבעו מחייבים לזמן ארוך במסגרת העסקאות המשותפות.

(4) השקעה בחברה כלולה כוללת את השקעת השותפות במניות תמר פטרוליום בע"מ בסך של כ- 129.8 מיליון דולר (לפרטים נוספים ראה ביאור 6 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך).

ההתחייבויות השוטפות עלו מסך של כ- 168.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 502.1 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) אגרות חוב - ההתחייבויות השוטפות כוללות חלויות שוטפות בסך של כ- 319.4 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) של אגרות חוב תמר בונד העומדות לפירעון בדצמבר 2018.

(2) זכאים ויתרות זכות ליום 31 בדצמבר 2017 הסתכמו לסך של כ- 122.4 מיליון דולר, וזאת לעומת סך של כ- 68.3 מיליון דולר אשתקד. הגידול בסעיף נבע בעיקר מעלייה בסעיף הזכאים במסגרת העסקה המשותפת בקשר עם פיתוח פרויקט לויתן.

(3) רווחים לחלוקה שהוכרזו - בחודש דצמבר 2017 הכריזה השותפות על חלוקת רווחים בסך של כ- 209.3 מיליון ש"ח (כ- 60.4 מיליון דולר), אשר בוצעה בחודש ינואר 2018 לעומת רווחים לחלוקה אשר הוכרזו בחודש דצמבר 2016 בסך של כ- 100 מיליון דולר.

ההתחייבויות לא שוטפות ירדו מסך של כ- 2,057.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 לסך של כ- 1,934.9 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2017. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) אגרות חוב - בחודש יולי 2017 פרעה השותפות 320 מיליון דולר מקרן אגרות החוב תמר בונד בעקבות מכירת 9.25% מזכויותיה בחזקות תמר ודלית. כמו כן, אגרות החוב העומדות לפרעון בחודש דצמבר 2018 סווגו כאמור לעיל לחלויות שוטפות.

(2) **התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך** כוללות את מסגרת האשראי המנוצלת, בסך של כ- 469 מיליון דולר (בניכוי עמלות), אשר נטלה השותפות בקשר עם מימון פרויקט לווייתן (כאמור בביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן).

(3) **התחייבויות אחרות לזמן ארוך**, מסתכמות ליום 31 בדצמבר 2017 לסך של כ- 121.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 80.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016 וכוללות התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקטים ים תטיס, תמר ולוויתן, התחייבויות בקשר עם תשלום מבוסס מניות ותמלוגים למדינה וכן התחייבות בקשר עם יתרת מיסים לשלם על חשבון בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות בקשר עם מכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית. העלייה נובעת בעיקר מעדכון ההתחייבויות לסילוק נכסים ורישום המיסים לשלם כאמור.

הון השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2017, מסתכם לסך של כ- 618.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 788.9 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016. השינוי בהון נובע בעיקר מרווח כולל, שנרשם בשנת הדוח בסך של כ- 813.9 מיליון דולר, אשר קוּזו על-ידי רווחים שחולקו ורווחים לחלוקה שהוכרו, בסך כולל של כ- 740.7 מיליון דולר ומקדמות מס הכנסה על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות, בסך של כ- 246 מיליון דולר.

ב. תזרים מזומנים

תזרים המזומנים נטו, שנבע מפעילות שוטפת, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 329.3 מיליון דולר, לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות שוטפת, בסך של כ- 332.7 מיליון דולר אשתקד.

תזרים המזומנים נטו, שנבע מפעילות השקעה, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 236.2 מיליון דולר לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות השקעה, בסך של כ- 196.9 מיליון דולר אשתקד. בשנת הדוח השקיעה השותפות סך של כ- 443 מיליון דולר בעיקר בפרויקטים תמר ולוויתן ובפקדונות והשקעות לזמן קצר בסך של כ- 168 מיליון דולר, נטו ומנגד קיבלה תקבולים ממכירת 9.25% מחזקות תמר ודלית בסך של כ- 830 מיליון דולר.

תזרים המזומנים נטו, ששימש לפעילות מימון, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 891.5 מיליון דולר, לעומת תזרים מזומנים נטו, ששימש לפעילות מימון, בסך של כ- 81.1 מיליון דולר אשתקד. התזרים השנה, כולל בעיקר פירעון חלקי של אגרות החוב (תמר בונד) בסך של כ- 320 מיליון דולר, מקדמות מס ששולמו בעבור מחזיקי יחידות השתתפות בסך של כ- 207 מיליון דולר, וכן חלוקת רווחים בסך של כ- 781.1 מיליון דולר (ראה ס"ק ד' להלן). מאידך נטלה השותפות אשראי מתאגידים בנקאיים לצורך מימון פרויקט לווייתן, בסך של כ- 420.5 מיליון דולר. התזרים אשתקד כולל בעיקר הנפקת אגרות חוב (סדרה א'), בסך של כ- 392.6 מיליון דולר, פרעון אגרות חוב ורכישה עצמית של אגרות חוב בסך של כ- 384 מיליון דולר, חלוקת רווחים בסך של כ- 50.2 מיליון דולר ומקדמות מס ששולמו בעבור מחזיקי יחידות השתתפות, בסך של כ- 51.5 מיליון דולר.

יתרת המזומנים ושווי המזומנים ליום 31 בדצמבר 2017 הסתכמה לסך של כ- 154.8 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 480.9 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2016.

ג. מימון

1. בחודש פברואר 2017 נחתמו מסמכי מימון (להלן: "**הסכם המימון**") בין השותפות לבין קונסורציום של מממנים מקומיים וזרים בראשות HSBC Bank Plc ו-J.P. Morgan Limited, לפיו תקבל השותפות מימון מסוג limited-recourse בסך של כ- 1.75 מיליארד דולר (להלן: "**ההלוואה**"), לצורך מימון חלקה ביתרת ההשקעה בפיתוח פרויקט לווייתן. קרן ההלוואה תיפרע בתשלום אחד בחלוף 48 חודשים ממועד חתימת הסכם המימון. ההלוואה הינה דולרית ונושאת ריבית משתנה אשר תשולם מדי תקופה, המחושבת לפי LIBOR לתקופה בתוספת מרווח מדורג. בנוסף, בחודש אפריל 2017 ביצעה השותפות עסקאות גידור תזרים המזומנים מסוג IRS אשר נפרעו בחודש ספטמבר 2017 (לפרטים נוספים ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן).

2. בחודש יולי 2017 פרעה השותפות, קרן בסך 320 מיליון דולר מתוך סדרות אגרות החוב תמר בונד 2018 עד 2025 (80 מיליון דולר מכל אחת מארבע סדרות אגרות החוב), במסגרת התחייבויותיה, לפירעון מוקדם חלקי של אגרות החוב במסגרת מכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית, כמפורט בביאורים 7 ו-10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.

ד. חלוקות רווחים

1. ביום 16 בינואר 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ- 92 מיליון דולר (0.16866 דולר ליחידת השתתפות), במקביל, אישר דירקטוריון השותף הכללי באבנר חלוקת רווחים בסך של כ- 108 מיליון דולר (0.03231 דולר ליחידת השתתפות של אבנר). החלוקות בוצעו ביום 9 בפברואר 2017.
- כמו כן, ביום 16 בינואר 2017, אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של כ- 450 אלפי ש"ח (כ- 118 אלפי דולר). במקביל, אישר דירקטוריון השותף הכללי באבנר חלוקה לשותף המוגבל באבנר בסך של כ- 350 אלפי ש"ח (כ- 91 אלפי דולר). החלוקות הללו שימשו לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיהם בכל שותפות, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות בכל שותפות. החלוקות בוצעו ביום 19 בינואר 2017.
2. לאור מיזוג השותפויות, ביום 25 במאי 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ- 180 מיליון דולר (0.15335 דולר ליחידת השתתפות). החלוקה בוצעה ביום 20 ביוני 2017.
3. ביום 15 באוגוסט 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ- 300 מיליון דולר (0.25558 דולר ליחידת השתתפות). החלוקה בוצעה ביום 7 בספטמבר 2017.
4. ביום 21 בדצמבר 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ- 209.3 מיליון ש"ח (כ- 60.4 מיליון דולר) (0.1783416 ש"ח ליחידת השתתפות). החלוקה בוצעה ביום 18 בינואר 2018.
5. בהתאם להוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, תשע"א-2011 (להלן: "סעיף 19"), שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס שמחזיקי יחידות ההשתתפות יהיו חייבים בו בשנת המס 2017, מקדמות בסכום מצטבר של כ- 764.7 מיליון ש"ח (כ- 220.6 מיליון דולר), היינו כ- 0.651 ש"ח לכל יחידת השתתפות. בנוסף נרשמה מקדמת מס לשלם בגין מכירת הזכויות בחזקות תמר ודלית בסך של 25 מיליון דולר.

ה. התקשרות בהסכם למכירת 9.25% (מתוך 100%) מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית:

ביום 20 ביולי 2017 מכרה השותפות 9.25% מהזכויות בחזקות תמר ודלית (לפרטים נוספים ראה ביאור 17 לב לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך).

ו. דוחות פרופורמה

בהמשך לאמור בביאור 17 לב לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך בדבר מכירת 9.25% מהזכויות בחזקות תמר ודלית, ערכה השותפות דוחות כספיים פרופורמה המצורפים בהמשך בהתאם להנחות המפורטות בביאור 3 לדוחות הנ"ל.

הרווח הנקי פרופורמה לשנת 2017 הסתכם לסך של כ- 214.7 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 272.4 מיליון דולר אשתקד. הקיטון ברווח בתקופת הדוח נובע בעיקר מהעלייה בהוצאות הפחת וההפחתות כמפורט, בסעיף 2 לעיל אשר קווצה חלקית בעיקר על ידי העלייה בהכנסות בניכוי תמלוגים ובהכנסות המימון כמפורט, בסעיף 2 לעיל, כמו כן, הרווח אשתקד כלל הכנסות ממכירת זכויות השותפות בחזקות "כריש" ו"תנין".

הכנסות בניכוי תמלוגים פרופורמה הסתכמו בתקופת הדוח לסך של כ- 349.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 321.8 מיליון דולר אשתקד, עליה של כ- 9% העלייה בהכנסות בתקופת הדוח לעומת אשתקד, נובעת מהסיבות המפורטות בסעיף 2 לחלק הראשון לעיל.

סך ההוצאות ועלויות פרופורמה הסתכמו בתקופת הדוח לכ- 133 מיליון דולר לעומת סך של כ- 81.8 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. הגידול נובע מהסיבות המפורטות בסעיף 2' לחלק הראשון לעיל.

הוצאות מימון, נטו פרופורמה הסתכמו בתקופת הדוח לסך של כ- 20.3 מיליון דולר לעומת סך של כ- 42.6 מיליון דולר אשתקד. הקיטון נובע מהסיבות המפורטות בסעיף 2 לחלק הראשון לעיל.

דיווח בדבר חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

1. האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות

האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות הינו המשנה למנכ"ל, מר יוסי גבורה.

2. תיאור סיכוני השוק העיקריים אליהם חשופה השותפות

א. סיכון שער חליפין

עיקר פעילותה, נכסיה והתחייבויותיה של השותפות הינו בדולר של ארה"ב ולכן מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר ארה"ב.

סיכון שער חליפין נובע בעיקר מנכסים והתחייבויות הנקובים בש"ח ומהעובדה שמקדמות המס שמשלמת השותפות בהתאם לסעיף 19 נקבעות על בסיס דוח מס שקלי. למועד הדוח לשותפות יתרות במטבע ש"ח בסכומים שאינם מהותיים.

ב. סיכון שער הריבית

הנכסים הכספיים הנזילים של השותפות, מושקעים בעיקר בפקדונות דולריים, אגרות חוב בדירוג השקעה וקרנות סל. השקעות אלו מושפעות משינויים בשערי ריבית הליבור, אשר שינויים בה משפיעים הן על התשואה השוטפת של הפקדונות לזמן קצר והן על מחיר השוק של אגרות החוב וקרנות סל אשר מוצגות בדוח על המצב הכספי לפי מחירן המצוטט במועד הדוח.

ג. סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט

המחירים המשולמים על-ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי שבמאגרים אשר השותפות שותפה בהם נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל אליו מוצמדים הסכמי הגז ללקוחות חשמל פרטיים, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), ממחיר חבית מסוג ברנט (Brent) וכן ממחירי הדלקים החליפיים לגז, כגון מזוט וסולר. בקשר לתעריף ייצור החשמל, יצוין כי השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו.

ירידה במחירי הדלקים החליפיים ו/או במחירי הברנט ו/או בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI) עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים אותם תוכל השותפות לקבל מלקוחותיה בגין הגז הטבעי שימכר על-ידה ו/או להשפיע על כדאיות ההפקה מהמאגרים בהם היא שותפה וממאגרים חדשים שיתגלו (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות. בנוסף לכך, שינוי משמעותי במחירי מקורות אנרגיה אחרים (לרבות פחם ותחליפי גז אחרים) יכול לגרום לשינוי במודל השימוש של חברת החשמל כך שתינתן העדפה לתחנות כוח המופעלות באמצעות פחם, לעומת תחנות כוח המופעלות באמצעות גז טבעי ולהיפך, וזאת בכפוף לדינים העוסקים בענייני איכות הסביבה.

3. מדיניות השותפות בניהול סיכוני שוק בתחום שער החליפין

א. השותפות משקיעה את עודפי הנזילות שלה בהתאם לקבוע בהסכם השותפות, במגמה להשיג תשואה נאותה תוך מינון מתאים ביחס תשואה/סיכון.

ב. כספי השותפות מיועדים, בין היתר, לפעילות חיפושים בנכסי הנפט והגז שלה ולפיתוחם. לאור זאת, השותף הכללי, אשר מנהל את השותפות, השקיע את כספי השותפות הפנויים בנכסים פיננסיים דולריים הכוללים בעיקרם (נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי) פיקדונות בבנקים, קרנות סל ואגרות חוב.

ג. כאשר השותפות יודעת על תשלומים מהותיים במטבע זר או בשקלים היא שואפת להגן ולגדר את התשלום מפני שינויים בשער המטבע.

ד. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכוני שוק.

4. מדיניות השותפות בניהול סיכוני שוק בתחום ריבית הליבור

השותפות בוחנת מידי תקופה את חשיפתה לשינויים בשיעור ריבית הליבור ורוכשת הגנות בהתאם. לשותפות אין התחייבויות הצמודות לשינויים בשיעור ריבית הליבור, והיא משקיעה את כל כספיה הפנויים בהשקעות לטווח בינוני-קצר, למעט האמור להלן.

בחודש פברואר 2017, חתמה השותפות עם מספר תאגידים בנקאיים על מסמכי המימון למימון חלקה בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן. ההלוואה נושאת ריבית ליבור משתנה בתוספת מרווח מדורג. כפועל יוצא מכך, חשופה השותפות לשינויים אפשריים בתזרים המזומנים העשויים לנבוע משינויים בריבית הליבור.

במסגרת מדיניות ניהול הסיכונים של השותפות, החליטה השותפות, טרם החתימה על מסמכי המימון, לבצע עסקאות גידור של תזרים המזומנים מסוג IRS המגדרות את השינויים בריבית הליבור. השותפות ביצעה בשנת הדוח עסקאות גידור של תזרימי מזומנים בהיקף של 1.1 מיליארד דולר.

עסקאות הגידור מומשו על ידי השותפות במהלך חודש ספטמבר 2017 בסמוך למועד סיומם המקורי, בתמורה לתשלום של השותפות בסך של כ- 4 מיליון דולר. בהתאם למדיניות ניהול הסיכונים, השותפות ממשיכה לבחון הגנות בגין חשיפות לסיכוני שוק.

5. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

מדיניות ההשקעות של השותף הכללי נקבעת בעת הצורך בדירקטוריון השותף הכללי, בין היתר, על בסיס המלצות ועדת ההשקעות, שהינה ועדה מייצגת, ואשר חבריה, נכון למועד דוח זה, הינם: מר רוני בר-און (יו"ר ועדת ההשקעות, דירקטור בלתי תלוי), מר אסי ברטפלד (יו"ר הדירקטוריון), מר עמוס ירון (דירקטור חיצוני), מר יוסי גבורה (המשנה למנכ"ל), ומר עידו אדר. הטיפול בנושא החשיפה לסיכוני מטבע, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי.

6. מבחני רגישות

בהתאם לתיקון התשס"ז בהוראות התוספת השנייה לתקנות ניירות ערך (דו"חות תקופתיים ומידיים התש"ל 1970), ביצעה השותפות מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגשים".
תיאור פרמטרים, הנחות ומודלים

א. פרמטרים:

פרמטר	מקור/אופן הטיפול
שע"ח שקל/דולר	שער יציג ליום 31 בדצמבר 2017
ריבית דולרית	לפי עקום שער הליבור

ניתוח רגישות שווי תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין לשינויים בשיעור ההיוון (באלפי דולר):

מכשיר רגיש	רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
	2%	1%		1%	2%
תמלוגים מבוססי הפקה עתידית	(12,435)	(6,534)	88,600	7,253	15,326
חוב מותנה בהחלטת השקעה סופית לפיתוח חזקות כריש תנין	(6,946)	(3,594)	78,500	3,857	8,002
סה"כ	(19,381)	(10,128)	167,100	11,110	23,328

ניתוח רגישות שווי תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין לשינויים במחיר הגז הטבעי (באלפי דולר) :

רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים		מכשיר רגיש
-10%	-5%		5%	10%	
(4,597)	(951)	88,600	1,474	4,565	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית

מבחני רגישות לשינויים בשע"ח דולר/שקל (באלפי דולר) :

רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים		מכשיר רגיש
-10%	-5%		5%	10%	
3.120	3.294	3.467	3.640	3.814	
1,399	700	13,993	(700)	(1,399)	מזומנים ושווי מזומנים
20	10	194	(10)	(20)	פקדונות בבנקים
(6)	(3)	(62)	3	6	זכאים ויתרות זכות
1,412	707	14,125	(707)	(1,412)	סה"כ

מבחני רגישות לשינויים בעקום שיעור ליבור (באלפי דולר) :

רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים		ריבית דולרית
-10%	-5%		5%	10%	
303	152	94,962	(152)	(303)	אגרות חוב
3,315	1,656	(530,601)	(1,656)	(3,315)	התחייבות לתאגידים בנקאיים
3,618	(1,808)	(435,639)	(1,808)	(3,618)	סה"כ

7. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2017:

יתרות פיננסיות				
סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה לדולר	
				רכוש
154,835	-	13,993	140,842	מזומנים ושווי מזומנים
278,826	-	194	278,632	פקדונות והשקעות לזמן קצר
46,506	-	-	46,506	לקוחות
30,878	1,416	-	29,462	חייבים ויתרות חובה
2,023,671	2,023,671	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
101,482	-	-	101,482	פקדונות לזמן ארוך
129,833	129,833	-	-	השקעה בחברה כלולה
289,472	109,587	-	179,885	נכסים אחרים לזמן ארוך
3,055,503	2,264,507	14,187	776,809	סה"כ רכוש
				התחייבויות
122,355	25,823	62	96,344	זכאים ויתרות זכות
60,381	60,381	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרוזו
1,663,740	-	-	1,663,740	אגרות חוב
468,967	-	-	468,967	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
121,582	121,582	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,437,025	207,786	62	2,229,177	סה"כ התחייבויות
618,478	2,056,721	14,125	(1,452,368)	סה"כ היתרה המאזנית נטו

8. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2016:

יתרות פיננסיות				
סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה בדולר	רכוש
480,876	-	210,272	270,604	מזומנים ושווי מזומנים
133,357	-	179	133,358	השקעות לזמן קצר
57,454	-	-	57,454	לקוחות
36,475	10,634	34	25,807	חייבים ויתרות חובה
1,977,327	1,977,327	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
133,998	-	-	133,998	פקדונות לזמן ארוך
194,704	39,691	-	155,013	נכסים אחרים לזמן ארוך
3,014,371	2,027,652	210,485	776,234	סה"כ רכוש
התחייבויות				
68,295	18,814	603	48,878	זכאים ויתרות זכות
100,004	100,004	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו
1,976,633	-	-	1,976,633	אגרות חוב
80,524	80,524	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
2,225,456	199,342	603	2,025,511	סה"כ התחייבויות
788,915	1,828,310	209,882	(1,249,277)	סה"כ היתרה המאזנית נטו

חלק שלישי - היבטי ממשל תאגידי

1. מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

השותפות טרם קבעה מדיניות בנושא מתן תרומות ובהתאם, לא תרמה כספים בשנת הדוח, וזאת בשל הגבלות החלות עליה מכוח הסכם השותפות. עם זאת יצוין כי, השותפות פועלת לגיבוש תכנית מקיפה וכוללת ביחס לפעילות הנוגעת לקשרי קהילה ולמתן תרומות, מתוך מחויבותה לחברה ולסביבה בישראל ולעקרונות של אחריות תאגידית בהיבטיה הרחבים, וזאת בכפוף לקבלת כל האישורים הדרושים על-פי כל דין.

2. דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

השותף הכללי קבע כי המספר המזערי הראוי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית יעמוד על אחד. השותף הכללי סבור, כי בהתחשב בסוג פעילותה של החברה, שהינה השותף הכללי בשותפות העוסקת בעיקר בתחום חיפושי הגז הטבעי, הקונדנסט והנפט וכן בניסיונם העסקי העשיר של הדירקטורים (גם אלה שאינם עונים על ההגדרה של "בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית"), המספר המזערי הנ"ל מאפשר לדירקטוריון לעמוד בחובות המוטלים עליו בהתאם לדין ולמסמכי ההתאגדות של השותפות, בכל הנוגע לבדיקת מצבה הכספי של השותפות ולעריכת הדוחות הכספיים ואישורם. לנימוקים הנ"ל, יש להוסיף את העובדה כי על-פי נוהל העבודה בשותפות, מוזמנים רואי החשבון המבקרים את הדוחות הכספיים, לכל ישיבת דירקטוריון שבה דנים בדוחות הכספיים והם עומדים לרשות הדירקטורים למתן כל הסבר שיידרש בקשר עם הדוחות הכספיים ומצבה הכספי של השותפות, הן במסגרת הישיבות שבהן הם משתתפים והן מחוץ לישיבות. כמו כן, יש לציין כי על פי הדין, כל דירקטור החפץ בכך, זכאי, בנסיבות המצדיקות זאת ובתנאים הקבועים בדין, לקבל ייעוץ מקצועי, על חשבון השותף הכללי, לצורך ביצוע תפקידו, לרבות ייעוץ חשבונאי ופיננסי.

נכון למועד פרסום הדוח, מכהנים בדירקטוריון השותף הכללי ארבעה דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית (ה"ה אסי ברטפלד, ברק משרקי, יעקב זק ורוני בר-און). לפרטים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם של דירקטורים אלו, ראה תקנה 26 לפרק ד' (פרטים נוספים על השותפות) המצורף בהמשך.

3. דירקטורים בלתי תלויים

הסכמי השותפות והנאמנות אינם כוללים הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים. למעלה מן הנדרש, ביום 4.1.2016, מונה מר רוני בר-און לדירקטור בלתי תלוי בשותף הכללי (בנוסף לשלושת הדירקטורים החיצוניים המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי).

4. גילוי בדבר המבקר הפנימי בשותפות

א. פרטי המבקר הפנימי

- (1) שם המבקר הפנימי: רו"ח גלי גנה.
תאריך תחילת כהונה: 1.2.2016.
- (2) הכישורים המכשירים אותו לביצוע התפקיד:
המבקר הפנימי עומד בתנאים הקבועים בסעיפים 3(א) ו-8 לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב-1992 (להלן: "חוק הביקורת הפנימית") ובסעיף 146(ב) לחוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות").
רואה חשבון, בוגר מנהל עסקים עם התמחות בחשבונאות, ומוסמך (MA) במינהל ציבורי וביקורת פנימית, מבקר מערכות מידע מוסמך (CISA), מבקר פנימי מוסמך (CIA), מבקר ניהול סיכונים מוסמך (CRMA) מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע (CRISC).
- (3) המבקר הפנימי אינו עובד של השותפות, אלא מעניק לה שירותי ביקורת פנימית כספק חיצוני. בנוסף, מעניק המבקר פנימי לשותפות שירותי בחינת אפקטיביות הבקורות של תהליכים בקשר עם הבקרה הפנימית על הדוח הכספי של השותפות (ISOX). המבקר הפנימי הינו שותף במשרד רואי חשבון רוזנבלום הולצמן.
- (4) המבקר הפנימי אינו ממלא בשותפות תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.
- (5) המבקר הפנימי מכהן גם כמבקר הפנימי של השותף הכללי בשותפות, של קבוצת דלק בע"מ ושל חברות המוחזקות על-ידה (דלק מערכות אנרגיה בע"מ וכהן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ). אין בכהונתו בתאגידים האמורים כמבקר פנימי כדי ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי בשותפות, ראה גם סעיף ח לעיל.
- (6) המבקר הפנימי אינו בעל עניין בשותפות, או קרוב של בעל עניין בשותפות וכן אינו רואה החשבון המבקר או מי מטעמו.
- (7) המבקר הפנימי אינו מחזיק בניירות ערך של השותפות או של גוף קשור אליה.

ב. דרך המינוי

מינויו של מר גנה כמבקר הפנימי אושר על ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 27.1.2016. דירקטוריון השותף הכללי אישר את מינוי המבקר הפנימי לאחר קבלת המלצת ועדת הביקורת, לאחר שזו מצאה אותו בעל הכישורים המתאימים למילוי התפקיד, בין היתר, לאור התמחותו וניסיונו העשיר בתחום הביקורת הפנימית, ולאחר שמר גנה הצהיר כי הוא עומד בכל דרישות הכשירות הנדרשות לשם מילוי תפקידו כמבקר פנימי על-פי דין, ובהתחשב, בין היתר, בסוג השותפות, גודלה, היקף ומורכבות פעילותה.

ג. זהות הממונה הארגוני על המבקר הפנימי

יו"ר דירקטוריון השותף הכללי.

ד. תכנית העבודה

המבקר הפנימי בשותפות פועל על-פי תכנית עבודה שנתית כחלק מתכנית רב שנתית. המבקר הפנימי המליץ על תכנית ביקורת שנתית ורב שנתית המבוססת על סקר סיכונים לקביעת יעדי הביקורת הפנימית. התכנית השנתית אושרה על-ידי ועדת הביקורת. התכנית הרב שנתית מתבססת על עריכת ביקורות בקשר עם תהליכים מרכזיים בשותפות בתדירות ביקורת שנקבעה בהתאם לרמת תעודף אשר שוקללה על בסיס החשיפה להונאה והערכת הסבירות לאירוע כשל ומידת הנזק.
התכנית נערכת על-ידי המבקר הפנימי של השותפות בתיאום עם יו"ר הדירקטוריון והנהלת השותף הכללי, מוצגת בפני ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, ומאושרת על-ידי ועדת הביקורת.

תכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטות ממנה, בכפוף לאישורה הפורמאלי של ועדת הביקורת.
עסקאות כאמור בסעיף 270 לחוק החברות אשר בוצעו בשנת הדוח, נבחנות על-ידי המבקר הפנימי, כולל הליכי אישורו, כחלק מתכנית העבודה השנתית שלו.
יש לציין, כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי, מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות, ביקורת משותפת עם השותפים הישראליים בפרויקטים תמר, לווייתן ואפרודיטה, על עבודת המפעיל בפרויקטים הנ"ל. המבקר הפנימי משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת הנ"ל ומדווח לוועדת הביקורת ולדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה.

ה. היקף העסקה

היקף השעות נקבע על-פי צרכי הביקורת השנתית שאושרה, בתקציב כפי שנקבע עם תחילת כהונתו של המבקר הפנימי. היקף העסקתו של המבקר הפנימי בשנת הדיווח הסתכם בכ- 520 שעות.
היקף העסקת המבקר הפנימי, נקבע, בין היתר, בהתבסס על גודל ומורכבות פעילותה העסקית של השותפות. בידי הנהלת השותף הכללי, ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, האפשרות להרחיב את היקף התכנית בהתאם לנסיבות.
בידי ההנהלה, ועדת הביקורת ויו"ר הדירקטוריון האפשרות לשנות את היקף התוכנית, זאת בהתאם לבקשת המבקר הפנימי והמלצותיו או הנחיות ועדת הביקורת.

ו. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית, כקבוע בסעיף 4(ב) לחוק הביקורת הפנימית.
נחה דעתו של דירקטוריון השותף הכללי כי המבקר עמד בכל הדרישות והתנאים שצוינו לעיל, וזאת בהתחשב בהודעתו של המבקר פנים כפי שנמסרה לדירקטוריון השותף הכללי.

ז. גישה למידע

למבקר הפנימי גישה מלאה, בלתי מוגבלת, מתמדת ובלתי אמצעית למערכות המידע של השותפות, לרבות נתונים כספיים לצורך הביקורת על-פי סעיף 9 לחוק הביקורת הפנימית.

ח. דין וחשבון המבקר הפנימי

דין וחשבון המבקר הפנימי הוגש בכתב.
לאחר הגשת דוחות הביקורת להנהלת השותף הכללי וקבלת עמדתה, הוגשו דוחות ביקורת ליו"ר הדירקטוריון לחברי ועדת הביקורת ולחברי דירקטוריון השותף הכללי ונדונו בהרחבה בוועדת הביקורת.

נושא הדוח	המועד בו נדון בוועדת הביקורת
פיקוח על אמצעי התשלום	19.10.2017
עמידה במתווה הגז	19.10.2017
ביקורת על פעילות המפעיל בתמר ולווייתן	7.3.2018
עסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים	7.3.2018

בנוסף, לביקורת הפנימית השוטפת, בימים אלו, מבוצעת בחינת הוצאות פחת בהקשר למשרדי המפעיל בהרצליה עבור שותפי תמר ולווייתן.

ט. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, היקף אופי ורציפות הפעילות ותכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות של השותפות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית.

י. תגמול

בגין שירותי הביקורת הפנימית, רשמה השותפות בשנת 2017 סך שנתי כולל של 120 אלפי ש"ח. להערכת דירקטוריון השותף הכללי, התגמול הינו סביר ואין בו כדי להשפיע על אופן הפעלת שיקול דעתו המקצועי העצמאי של מבקר הפנים.

5. שכר רואי החשבון המבקרים

להלן פרוט סכומי שכר טרחת רואי החשבון המבקרים בשותפות, וחלקה של השותפות בשכר טרחת רואי החשבון המבקרים בעסקאות משותפות:

שנת 2016**				שנת 2017				
בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים		
שירותים	שעות	שירותים	שעות	שירותים	שעות	שירותים	שעות	
אחרים*	אלפי ש"ח	אחרים*	אלפי ש"ח	אחרים*	אלפי ש"ח	אחרים*	אלפי ש"ח	
1,973	725	9,488	2,530	1,837	1,413	10,266	2,546	קוסט מורר גבאי את קסירר וזיו האפט רואי חשבון המבקרים המשותפים
-	-	250	40	-	-	293	66	רו"ח סומך חייקין***
1,973	725	9,738	2,570	1,837	1,413	10,559	2,612	סה"כ

* שירותים אחרים לרבות הנפקות.

** סווג מחדש בעקבות מיזוג אבנר עם ולתוך השותפות.

*** רואי חשבון משותפים במסגרת עסקה משותפת "מיכל ומתן".

6. מדיניות השותפות בעניין עסקאות זניחות

ביום 11 במרץ, 2009 אימץ דירקטוריון השותף הכללי לראשונה קווים מנחים וכללים לסיווגה של עסקה של השותפות עם בעל עניין בה כעסקה זניחה, כמשמעותה בתקנה 41(א)(6)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"י-2010 (להלן: "נוהל הזניחות"). נוהל הזניחות עודכן במהלך השנים, ולאחרונה עודכן על-ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 6 במרץ, 2014.

דירקטוריון השותף הכללי קבע כי עסקה תחשב כעסקה זניחה אם יתקיימו בה כל התנאים הבאים:

- היא איננה עסקה חריגה (כמשמעות המונח בחוק החברות).
- בכל עסקה העומדת לבחינת רף הזניחות, תיבחן אמת המידה הרלבנטית לעסקה הנדונה, טרום האירוע כמפורט להלן, ובמידה וכל אחת מאמות המידה הרלבנטיות לעסקה הינו בשיעור של פחות מ- 0.8% אחוז או סך של \$1,000,000, לפי הנמוך מבין השניים, תיחשב העסקה כזניחה:
 - ברכישת/מכירה של נכס קבוע - היקף הנכס נשוא העסקה, חלקי סך הנכסים על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי הענין.
 - מכירת מוצרים או שירותים - היקף המכירות נשוא העסקה, חלקי סך המכירות השנתיות, מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
 - רכישת מוצרים או שירותים - היקף ההוצאות נשוא העסקה, חלקי סך ההוצאות התפעוליות השנתיות הרלבנטיות לעסקה, כשהן מחושבות על בסיס ארבעת הרבעונים האחרונים שפורסמו לגביהם דוחות כספיים סקורים או מבוקרים.
 - קבלת התחייבות כספית - ההתחייבות נשוא העסקה, חלקי סך ההתחייבויות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי הענין.
 - עסקאות ביטוח - תיבחן הפרמיה כסכום העסקה, להבדיל מהיקף הכיסוי הביטוחי הניתן.
- במקרים בהם, לפי שיקול דעת השותף הכללי, כל אמות המידה הנ"ל אינן רלבנטיות לעסקה הנדונה, יקבע השותף הכללי אמת מידה אחרת ובלבד שהיקף העסקה לא יעלה על הכללים שנקבעו לעיל.
- העסקה הינה זניחה גם מבחינה איכותית.

- ה. בבחינת זניחותה של עסקה אשר אמורה להתרחש בעתיד יש לבחון, בין היתר, את מידת הסבירות להתממשותה.
- ו. לצורך דיווח מיידי תיבחן זניחותה של כל עסקה בנפרד.
- ז. לצורך הדוח התקופתי תיבחן זניחותה של עסקה על בסיס שנתי, תוך צירוף כלל העסקאות מאותו סוג שנעשו עם בעל העניין או בעל השליטה, לפי העניין, בשנת הדוח.
- ח. בעסקאות רב שנתיות (לדוגמא השכרת נכס למספר שנים), תיבחן זניחות העסקה על בסיס שנתי (היינו בדוגמא דלעיל ייבחנו דמי השכירות השנתיים).
- ט. כל עסקה תיבחן בפני עצמה, אולם זניחותן של עסקאות שלובות או מותנות, תיבחנה באופן מצרפי. עסקאות שנעשות בתדירות גבוהה במהלך השנה ובסמיכות זמנים אחת לשנייה, תיחשבה כעסקאות שלובות.
- י. במקרים בהם תתעוררנה שאלות לגבי יישום הקריטריונים דלעיל, יפעיל השותף הכללי שיקול דעת ויבחן את זניחות העסקה על בסיס תכלית תקנות הדיווח והכללים והקווים המנחים דלעיל.

7. תכנית אכיפה פנימית

השותפות אימצה ומפעילה תוכנית אכיפה פנימית בתחום ניירות הערך. השותפות בוחנת את יישום התכנית ופועלת לעדכוניה.

חלק רביעי – גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של השותפות

1. אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

ראה ביאור 23 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

2. אומדנים חשבונאיים קריטיים

ראה ביאור 21 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

חלק חמישי - פרטים בדבר אגרות חוב שהונפקו על ידי חברת דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ³ (באלפי דולר) והנפקת אגרות חוב (סדרה א') על ידי השותפות (באלפי ש"ח).

<u>2025</u>	<u>2023</u>	<u>2020</u>	<u>2018</u>	<u>סדרת אגרות החוב⁴</u>
400,000	400,000	400,000	400,000	ערך נקוב במועד ההנפקה
19/05/2014	19/05/2014	19/05/2014	19/05/2014	מועד ההנפקה
320,000	320,000	320,000	320,000	ערך נקוב ליום 31/12/17
320,000	320,000	320,000	320,000	ערך נקוב צמוד ליום 31/12/17
315,358	316,519	318,262	319,421	ערך בספרי השותפות ליום 31/12/17
323,885	323,948	322,115	321,475	שווי בורסה ליום 31/12/17 ⁵
5.412%	5.082%	4.435%	3.839%	שיעור הריבית הקבועה לשנה
30/12/2025	30/12/2023	30/12/2020	30/12/2018	מועד תשלום הקרן
ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2025	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2023	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2020	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2018	מועדי תשלום הריבית
אין				בסיס הצמדה מדד בסיס ⁶
אין				זכות המרה
זכות לפירעון מוקדם				זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ⁷
ראה ביאור 10ב לדוחות הכספיים המצורפים להלן.				ערבות לתשלום ההתחייבות
HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION				שם הנאמן

³ חברה בבעלות מלאה של השותפות (להלן "חברת האג"ח").

⁴ בכל אחת מהסדרות נפרעו 80 מיליון דולר במסגרת מכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקת תמר.

⁵ אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך.

⁶ קרן וריבית אגרות החוב הינן דולריות.

⁷ לשותפות הזכות לבצע בכל עת פירעון מוקדם של אגרות החוב, כולן או חלקן, בכפוף לעמלת פירעון מוקדם. פירעון מוקדם בעקבות אירועים שנקבעו באגרות החוב, יכול שייעשו ללא עמלת פירעון מוקדם.

Jane Yang	שם האחראי בחברת הנאמנות
HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 CTLANYDealManagement@us.hsbc.com	כתובת הנאמן ודוא"ל
Moody's: Baa3 S&P: BBB- Midroog Ltd: Aa2 Standard & Poor's Maalot: ilAA	דירוג למועד ההנפקה ⁸
Moody's: Baa3 S&P: BBB- Midroog Ltd: Aa2 Standard & Poor's Maalot: ilAA	דירוג למועד הדוח ⁹
כן	האם עד ליום 31/12/17 ובמהלך שנת הדיווח עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
כן	האם מהותית ¹⁰
לא	האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפרעון מיידי
ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.	שיעבודים להבטחת אגרות החוב

⁸ ראה דוחות מיידיים של השותפות מיום 29.5.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-077676), מיום 8.6.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-084870), ומיום 17.6.2014 (מס' אסמכתאות: 2014-01-093135 וכן, 2014-01-093132) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

⁹ ראה דוחות מיידיים של השותפות מיום 10.11.2016 (מס' אסמכתאות: 2016-01-075579, 2016-01-075573 וכן- 2016-01-075867), מיום 12.1.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-004888) מיום 7.6.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-048025) מיום 12.7.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-059785) מיום 17.7.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-061405) מיום 26.7.2017 (מס' אסמכתאות: 2017-01-064804 וכן, 2017-01-064525) מיום 19.10.2017 (מס' אסמכתאות: 2017-01-100425 וכן, 2017-01-100419) ומיום 10.01.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-003618) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

¹⁰ סדרת תעודות התחייבות תיחשב מהותית אם סך התחייבויות התאגיד על פיה לתום שנת הדיווח, כפי שהן מוצגות במסגרת הדוחות הכספיים, מהוות חמישה אחוזים או יותר מסך התחייבויות התאגיד.

סדרת אגרות החוב	סדרה א'
ערך נקוב במועד ההנפקה באלפי שקל חדש	1,528,533 ¹¹
מועד ההנפקה	26/12/2016
ערך נקוב ליום 31/12/17 בשקל חדש	1,528,533
ערך נקוב צמוד ליום 31/12/17 באלפי שקל חדש	1,387,647
ערך בספרי השותפות ליום 31/12/17 באלפי שקלים חדשים	1,399,091
שווי בורסה ליום 31/12/17 באלפי שקלים חדשים	1,397,996
שיעור הריבית הקבועה לשנה	4.5%
מועד תשלום הקרן	31 בדצמבר 2021
מועדי תשלום הריבית	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 31 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2017-2021
בסיס הצמדה מדד בסיס	אגרת החוב נקובה בש"ח. הקרן והריבית צמודות לשער הדולר 3.819
זכות המרה	אין
זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ¹²	זכות לפירעון מוקדם
ערבות לתשלום ההתחייבות	ראה ביאור t10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.
שם הנאמן	רזניק פז נבו נאמנויות בע"מ
שם האחראי בחברת הנאמנות	עו"ד מיכל אבטליון ראשוני
כתובת הנאמן ודוא"ל	רחוב יד חרוצים 14 תל אביב ק ה
דירוג למועד ההנפקה ¹³	Midroog Ltd : A1 stable
דירוג למועד הדוח ¹⁴	Midroog Ltd : A1 stable
האם עד ליום 31/12/17 ובמהלך שנת הדיווח עמדה השותפות בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות	כן
האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת אגרות החוב לפירעון מיידי	לא
שיעבודים להבטחת אגרות החוב	ראה ביאור t10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.
ההון הכלכלי של השותפות ליום 31/12/2017 כהגדרתו בשטר הנאמנות ¹⁵	3,918 אלפי דולר
יחס הון כלכלי לחוב ליום 31/12/2017 כהגדרתו בשטר הנאמנות ¹³	כ- 10
האם מהותית ¹⁶	כן

¹¹ אגרות החוב כוללות 767,847 אלפי ש"ח אגרות חוב שהונפקו על ידי השותפות וכן 760,686 אלפי ש"ח אגרות חוב שהונפקו על ידי אבנר טרום מיזוג השותפויות.

¹² לשותפות הזכות לבצע בכל עת פידיון מוקדם של אגרות החוב, מלא או חלקי, והכל בהתאם לשטר הנאמנות.

¹³ ראה דוח מיידי של השותפות מיום 22.12.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-090873) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

¹⁴ ראה דוחות מיידיים של השותפות מיום 22.12.2016 (מספר אסמכתא: 2016-01-090873) ומיום 18.5.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-042106) ומיום 25.12.2017 (מספר אסמכתא: 2017-01-119985) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

¹⁵ בהתאם להתחייבות השותפות במועד הנפקת אגרות החוב – לפרטים נוספים ראה ביאור t10 לדוחות הכספיים המצורפים להלן היחס חושב, בין היתר, בהתבסס על התזרים המהווך של פרויקט תמר ליום 31.12.2017 והכלול בפרק א' והתזרים המהווך של פרויקט לויתן ליום 31.8.2017 אשר פורסם בדיווח מיידי ביום 26.9.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-095088).

¹⁶ סדרת תעודות התחייבות תיחשב מהותית אם סך התחייבויות התאגיד על פיה לתום שנת הדיווח, כפי שהן מוצגות במסגרת הדוחות הכספיים, מהוות חמישה אחוזים או יותר מסך התחייבויות התאגיד.

דירקטוריון השותף הכללי מביע את הוקרתו להנהלת השותף הכללי בשותפות, נושאי המשרה וצוות העובדים כולו, על עבודתם המסורה ותרומתם המשמעותית לקידום עסקי השותפות.

בכבוד רב,

יוסי אבו
מנכ"ל

אסי ברטפלד
יו"ר הדירקטוריון

דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
בשם: דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

נספח לדוח הדירקטוריון
נתונים בקשר עם דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ

בהמשך לאמור בביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך ולאמור בחלק החמישי לדוח הדירקטוריון, ובעקבות החלטת מיסוי אשר קיבלה השותפות ערב הנפקת אגרות החוב, להלן נתונים כספיים אשר יועברו למחזיקי אגרות חוב דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ.

Statements of Financial Position (Expressed in US\$ Thousands)

	<u>31.12.2017</u>	<u>31.12.2016</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Assets:		
Current Assets:		
Short term deposits	94,127	32,409
Loans to Shareholders	320,000	-
	<u>414,127</u>	<u>32,409</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	960,000	1,600,000
Long term bank deposits	101,482	82,891
	<u>1,061,482</u>	<u>1,682,891</u>
	<u>1,475,609</u>	<u>1,715,300</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Related parties	95,609	15,300
Bonds	320,000	-
	<u>415,609</u>	<u>15,300</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	960,000	1,600,000
Loans from shareholders	100,000	100,000
	<u>1,060,000</u>	<u>1,700,000</u>
Equity	<u>*</u>	<u>*</u>
	<u>1,475,609</u>	<u>1,715,300</u>

* Less than \$1,000.

Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)

	<u>For the Year</u>	<u>For the Year</u>
	<u>Ended</u>	<u>Ended</u>
	<u>31.12.2017</u>	<u>31.12.2016</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Financial expenses	70,584	89,675
Financial income	<u>(70,584)</u>	<u>(89,675)</u>
Total comprehensive income	<u>-</u>	<u>-</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT¹⁷

Cash flow for the period from January 1, 2017 to December 31, 2017

	<u>Item</u>	<u>In) Amount Quantity/Actual</u> <u>(thousands)</u>
A.	Total Offtake (BCM) (100%) ¹⁸	9.7
B.	Tamar Revenues (100%)	1,861,561
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Accounts	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Accounts	-
E.	Gross Revenues (before Royalties)	503,107
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(60,607)
	(b) Third Party Royalties	(24,275)
G.	Net Revenues	418,225
H.	Costs and Expenses (Income):	
	(a) Fees Under the Financing Documents (Interest Income)	614
	(b) Taxes	-
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(19,451)
	(d) Capital Expenditures	(46,776)
	(e) Payments under the Tamar FUA	-
	(f) Insurance	(6,270)
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d), (e) and (f))	(71,883)
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G minus Item H)	346,342
K.	Total Debt Service	¹⁹ 388,675

¹⁷The aforesaid report is delivered to the trustee for the bonds on a quarterly and annual basis, and represents the cash flow deriving for the Partnership from the Tamar project relative to the amounts required for the debt service in such period.

¹⁸ Sections A and B are based on 100% of Tamar partners, whereas in Section C all data refers to movements in the Sponsor Accounts.

¹⁹ In July 2017, following the sale of 9.25% of the Partnership's interests in the Tamar and Dalit leases and in accordance with the provisions of the capital note of the bonds, the Partnership repaid, out of the Series 2018 to Series 2025 Bonds of Tamar Bond, principal in the sum of \$320 million (\$80 million of each of the four bond series).



2017

דוחות כספיים
ליום 31.12.2017



תאריך: 20/3/18

לכבוד

הדירקטוריון של השותף הכללי של דלק קידוחים- שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות")

אבא אבן 19, הרצליה

ג.א.נ,

הנדון: מכתב הסכמה הניתן בד בבד עם פרסום דוח עיתי בקשר לתשקיף מדף של השותפות (להלן: מסמך

ההצעה")

הננו להודיעכם כי אנו מסכימים להכללה (לרבות בדרך של הפנייה) במסמך ההצעה שבנדון של הדוחות שלנו המפורטים להלן:

1. דוח רואה החשבון המבקר מיום 20 במרץ 2018 על הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2017 ו- 2016 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017.

2. דוח רואה החשבון המבקר מיום 20 במרץ 2018 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2017.

3. דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר מיום 20 במרץ 2018 על מידע כספי פרופורמה של השותפות לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017, לפי תקנה 9א' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.

זיו האפט

רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר

רואי חשבון

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2017
באלפי דולר של ארה"ב

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2017
באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

1	דוח רואי החשבון המבקרים על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי
2	דוח רואי החשבון המבקרים על הדוחות הכספיים
	דוחות כספיים:
3	דוחות על המצב הכספי
4	דוחות על הרווח הכולל
5	דוחות על השינויים בהון השותפות
6	דוחות על תזרימי המזומנים
7-93	ביאורים לדוחות הכספיים

דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של דלק קידוחים – שותפות מוגבלת

בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי בהתאם לסעיף 9ב(ג) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של דלק קידוחים-שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") ליום 31 בדצמבר 2017. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפיסקה הבאה. הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדוח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות בהתבסס על ביקורתנו.

רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי שבוקרו נקבעו בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", על תיקוניו, (להלן: "תקן ביקורת 104"). רכיבים אלה הינם: (1) בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקורות כלליות של מערכות מידע. (2) בקורות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות. (3) בקורות על תהליך ניהול מזומנים והשקעות. (4) בקורות על תהליך גיוס הלוואות וניהול אגרות חוב (כל אלה יחד מכונים להלן: "רכיבי הבקרה המבוקרים").

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת 104. על-פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורתנו לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבונו כנחוצים בהתאם לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל התהליכים המהותיים בקשר עם הדיווח הכספי, ולפיכך חוות דעתנו מתייחסת לרכיבי הבקרה המבוקרים בלבד. כמו כן, ביקורתנו לא התייחסה להשפעות הדדיות בין רכיבי הבקרה המבוקרים לבין כאלה שאינם מבוקרים ולפיכך, חוות דעתנו אינה מביאה בחשבון השפעות אפשריות כאלה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו בהקשר המתואר לעיל.

בשל מגבלות מובנות, בקרה פנימית על דיווח כספי בכלל, ורכיבים מתוכה בפרט, עשויים שלא למנוע או לגלות הצגה מוטעית. כמו כן, הסקת מסקנות לגבי העתיד על בסיס הערכת אפקטיביות נוכחית כלשהי חשופה לסיכון שבקורות תהפוכנה לבילתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו, השותפות קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2017.

ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2017 ו-2016 וכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017 והדוח שלנו, מיום 20 במרץ 2018, כלל חוות דעת בלתי מסויגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 20 במרץ 2018

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביקרנו את הדוחות על המצב הכספי המצורפים של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לימים 31 בדצמבר 2017 ו-2016 ואת הדוחות על הרווח הכולל, השינויים בהון השותפות ותזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על-פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות לימים 31 בדצמבר 2017 ו-2016 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התשי"ע-2010.

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", על תיקוניו, רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2017, והדוח שלנו מיום 20 במרץ 2018 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 20 במרץ 2018

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	<u>ביאור</u>	
			נכסים:
			נכסים שוטפים:
480,876	154,835	3	מזומנים ושווי מזומנים
133,537	278,826	4	השקעות לזמן קצר
57,454	46,506		לקוחות
36,475	30,878	5	חייבים ויתרות חובה
<u>708,342</u>	<u>511,045</u>		
			נכסים לא שוטפים:
1,977,327	2,023,671	7	השקעות בנכסי נפט וגז
-	129,833	6	השקעה בחברה כלולה
133,998	101,482	4	פקדונות לזמן ארוך
194,704	289,472	8	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>2,306,029</u>	<u>2,544,458</u>		
<u>3,014,371</u>	<u>3,055,503</u>		
			התחייבויות והון:
			התחייבויות שוטפות:
-	319,421	10	אגרות חוב
100,004	60,381	213	רווחים לחלוקה שהוכרזו
68,295	122,355	9	זכאים ויתרות זכות
<u>168,299</u>	<u>502,157</u>		
			התחייבויות לא שוטפות:
1,976,633	1,344,319	10	אגרות חוב
-	468,967	10	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
80,524	121,582	11	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>2,057,157</u>	<u>1,934,868</u>		
		13	הון:
154,791	154,791		הון השותפות
24,896	23,995		קרנות הון
609,228	439,692		יתרת רווחים
<u>788,915</u>	<u>618,478</u>		
<u>3,014,371</u>	<u>3,055,503</u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

20 במרץ 2018			
תאריך אישור הדוחות הכספיים		20 במרץ 2018	
דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ		דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	
השותף הכללי		השותף הכללי	
דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ		דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	
השותף הכללי		השותף הכללי	
דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ		דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	
השותף הכללי		השותף הכללי	

¹ סיווג למפרע בגין המיזוג (לרבות הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים), ראה ביאור 12 להלן.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על הרווח הכולל (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2015 ²	31.12.2016 ²	31.12.2017		
הכנסות:				
494,203	542,025	501,926	14	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
78,427	85,181	80,256	15	בניכוי תמלוגים
415,776	456,844	421,670		
הוצאות ועלויות:				
43,232	39,625	35,188	16	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
76,132	55,784	94,898	7	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
7,079	5,917	7,840	17	הוצאות חיפושי נפט וגז והוצאות ישירות אחרות
9,204	9,442	10,629	18	הוצאות הנהלה וכלליות
135,647	110,768	148,555		סך הכל הוצאות ועלויות
-	42,276	566,542	1ג7	הכנסות אחרות, נטו
-	-	10,042	6	חלק השותפות ברווחי חברה כלולה, נטו
280,129	388,352	849,699		רווח תפעולי
(73,759)	(71,450)	(75,044)	19	הוצאות מימון
11,534	10,985	46,872	19	הכנסות מימון
(62,225)	(60,465)	(28,172)		הוצאות מימון, נטו
217,904	327,887	821,527		רווח לפני היטל
512	(1,019)	(4,305)	20	היטל רווחי נפט וגז
218,416	326,868	817,222		רווח נקי
רווח (הפסד) כולל אחר בגין פריטים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:				
-	11,960	(3,957)	2122	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
(927)	1,532	2,237		רווח (הפסד) בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה
-	(48)	(1,599)		העברה לרווח או הפסד בגין מימוש נכסים פיננסיים זמינים למכירה ועסקאות גידור תזרים מזומנים
(927)	13,444	(3,319)		סך הכל רווח (הפסד) כולל אחר
217,489	340,312	813,903		סך הכל רווח כולל
0.186	0.278	0.696		רווח בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר)
1,173,815	1,173,815	1,173,815		מספר יחידות השתתפות משוקלל לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

² סווג למפרע בגין המיזוג (לרבות הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים), ראה ביאור 12 לחלק.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על השינויים בהון השותפות (באלפי דולר)

הון השותפות	קרן הון בגין פדיון יחידות השתתפות	קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו	קרן הון בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה ועסקאות גידור תזרים מזומנים	יתרת רווחים	סך-הכל
154,791	1,631	5,693	-	414,818	576,933
יתרה ליום 1 בינואר 2015³					
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2015:					
-	-	-	-	218,416	218,416
-	-	-	(927)	-	(927)
-	-	-	(927)	218,416	217,489
-	-	-	-	(100,153)	(100,153)
-	-	-	-	(154)	(154)
-	-	-	-	(42,335)	(42,335)
-	-	2,564	-	-	2,564
154,791	1,631	8,257	(927)	490,592	654,344
יתרה ליום 31 בדצמבר 2015³					
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2016:					
-	-	-	-	326,868	326,868
-	-	-	13,444	-	13,444
-	-	-	13,444	326,868	340,312
-	-	-	-	(50,017)	(50,017)
-	-	-	-	(100,004)	(100,004)
-	-	-	-	(58,211)	(58,211)
-	-	2,491	-	-	2,491
154,791	1,631	10,748	12,517	609,228	788,915
יתרה ליום 31 בדצמבר 2016³					
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017:					
-	-	-	-	817,222	817,222
-	-	-	(3,319)	-	(3,319)
-	-	-	(3,319)	817,222	813,903
-	-	-	-	(680,710)	(680,710)
-	-	-	-	(60,000)	(60,000)
-	-	-	-	(246,048)	(246,048)
-	-	2,418	-	-	2,418
154,791	1,631	13,166	9,198	439,692	618,478
יתרה ליום 31 בדצמבר 2017					
הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.					

³ סווג למפרע בגין המיזוג (לרבות הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים), ראה ביאור 12 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
דוחות על תזרימי המזומנים (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום		
31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
218,416	326,868	817,222
79,270	59,982	100,179
(728)	-	4,861
224	64	558
1,938	2,851	3,704
4,702	(579)	(826)
(240)	338	52
2,564	2,491	2,418
-	(48)	-
-	(42,276)	(572,454)
-	-	(25,724)
-	-	(10,042)
(274)	(8,488)	11,667
(5,888)	(4,002)	(182)
(5,865)	(8,488)	4,711
(19,243)	3,966	(6,762)
-	24	(110)
56,460	5,835	(487,950)
274,876	332,703	329,272
(139,738)	(159,999)	(443,329)
(1,504)	1,846	(31,412)
26,342	-	-
-	40,000	829,898
-	-	(34,000)
-	-	34,000
(45,945)	264,773	(150,819)
(73,493)	(82,884)	(17,676)
11,914	102,905	51,307
(14,985)	14,450	4,251
855	15,830	(6,001)
(236,554)	196,921	236,219
-	392,563	-
-	-	420,534
(100,153)	(50,171)	(781,116)
(41,944)	(51,483)	(206,993)
(16,012)	(15,234)	-
-	(368,753)	(320,000)
-	11,960	(3,957)
(158,109)	(81,118)	(891,532)
(119,787)	448,506	(326,041)
152,157	32,370	480,876
32,370	480,876	154,835
22,123	33,237	94,166
-	140,300	119,790
154	106,732	98,653
86,325	84,484	109,015
12,127	7,265	7,832
878	353	80
9,890	1,019	-

תזרימי מזומנים - פעילות שוטפת:

רווח לתקופה
התאמות בגין:
פחת אזילה והפחותות
מסים נדחים, נטו
שינוי בשווי הוגן של נגזרים פיננסיים, נטו
עדכון התחייבויות בגין סילוק נכסים
שערוך פקדונות והשקעות לזמן קצר ולזמן ארוך
הוצאות בגין שערוך תשלום מבוסס מניות
הטבה מבעל שליטה שנכללה בהוצאות כנגד קרן הון
הפסד ממימוש נכסים פיננסיים זמינים למכירה
רווח ממכירת נכסי נפט וגז
שערוך נכסים אחרים לזמן ארוך
חלק השותפות ברווחי חברת כלולה, נטו
שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:
ירידה (עליה) בלקוחות
עליה בחייבים ויתרות חובה
ירידה (עליה) בנכסים אחרים לזמן ארוך
עליה (ירידה) בזכאים ויתרות זכות
עליה (ירידה) בהתחייבות אחרת לזמן ארוך

מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים - פעילות השקעה:

השקעה בנכסי נפט וגז
ירידה (עליה) בנכסים אחרים לזמן ארוך
תמורה מהחכרת נכסי נפט וגז
תמורה ממכירת נכסי נפט וגז
הלוואה שניתנה לחברה כלולה
פרעון הלוואה שניתנה לחברה כלולה
ירידה (עליה) בהשקעות לזמן קצר, נטו
הפקדה בפקדונות בבנקים לזמן ארוך
פרעון פקדונות בבנקים לזמן ארוך
מימוש נכסים פיננסיים זמינים למכירה
ירידה (עליה) בחייבים - בגין מפעיל עסקאות משותפות
מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (שימוש לפעילות) השקעה

תזרימי מזומנים - פעילות מימון:

הנפקת אגרות חוב (בניכוי עלויות הנפקה)
קבלת הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים (בניכוי הוצאות גיוס)
רווחים שחולקו
מקדמות מס ששולמו בעבור מחזיקי יחידות השתתפות
רכישה עצמית של אגרות חוב אשר הונפקו
פרעון אגרות חוב
תקבולים (תשלומים) ממימוש עסקאות גידור
מזומנים, נטו ששימשו לפעילות מימון
עליה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת התקופה

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף התקופה

נספח א' - פעילות מימון והשקעה שאינה כרוכה בתזרים מזומנים:

השקעות בנכסי נפט וגז כנגד התחייבויות
תמורה ממימוש נכסי נפט וגז כנגד השקעה בחברה כלולה וכנגד נכסים לזמן ארוך
רווחים לחלוקה שהוכרזו ומקדמות מס לתשלום ע"ח בעלי היחידות
נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:

ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)
ריבית שהתקבלה
דיבינדנדה שהתקבלה
היטל רווחי נפט וגז ששולם

ביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

⁴ סווג למפרע בגין המיזוג (לרבות הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים), ראה ביאור 12 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי:

- א.** דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "**השותפות**") נוסדה על-פי הסכם שותפות מוגבלת מיום 1 ביולי 1993 בין דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ כשותף כללי (להלן: "**השותף הכללי**") מצד אחד, ובין דלק נאמנויות קידוחים בע"מ כשותף מוגבל (להלן: "**הנאמן**") מצד שני.
- הנאמן משמש כנאמן עבור בעלי יחידות ההשתתפות, וזאת תחת פיקוחם של המפקחים, ר"ח מיכה בלומנטל ביחד עם פאהן קנה ושות', רואי חשבון וחברת גיסין & קידר (החל מיום המיזוג, ראה סעיף ה להלן) (להלן ביחד: "**המפקחים**"). למפקחים הוענקו בהסכם השותפות ובפקודת השותפויות סמכויות פיקוח מסוימות.
- חברת האם של השותף הכללי בשותפות היא דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "**חברת האם**") וחברת האם הסופית של השותפות היא קבוצת דלק בע"מ (להלן: "**קבוצת דלק**").
- יחידות ההשתתפות בשותפות נרשמו למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב והחלו להיסחר בה החל משנת 1993. כתובת המשרד הרשום של השותפות הינה שדרות אבא אבן 19, הרצליה.
- ב.** נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, עיקר עיסוקה של השותפות הינו בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט, ובכלל זה, בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט ממאגר תמר שבשטח חזקת תמר (להלן: "**פרויקט תמר**"), בקידום הרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר, בפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן ובקידום מסחור הגז הטבעי והקונדנסט ממנו, בקידום ותכנון שלב 1ב' בתוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן לשווקי יעד נוספים, בקידום ותכנון של מסחור הגז הטבעי ופיתוח מאגר אפרודיטה, בבחינת חלופות תשתית שונות להזרמת גז טבעי לשווקי יעד נוספים, בפעילות חיפושים בנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות לרבות למטרות נפט, לצד בחינת כניסה לנכסי נפט נוספים בישראל ובאגן הים התיכון. כמו כן, עוסקת השותפות בקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי מנכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות, וכן בבחינה ובקידום חלופות שונות למכירת החזקות השותפות בפרויקט תמר, בהתאם להוראות מתווה הגז (לפרטים נוספים בדבר מתווה הגז ראה סעיף ז להלן וביאור 12 להלן).
- ג.** הכנסות השותפות ממכירת גז מושפעות בעיקר מהיקף הצריכה של גז טבעי על ידי חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "**חברת החשמל**") (ראה ביאורים 12 ו-14 להלן).
- ד.** הנתונים הכספיים בדוחות הכספיים של העסקאות המשותפות אשר משמשים את השותפות בעריכת דוחותיה הכספיים, מבוססים בין היתר על מסמכים ונתונים חשבונאיים שהומצאו על ידי מפעילת העסקאות המשותפות בישראל Noble Energy Mediterranean Ltd (להלן: "**נובל**" או "**המפעילה**").
- ה.** **שינוי מבני בדרך של מיזוג:**
- ביום 17 במאי 2017 התמזגה אבנר חיפוש נפט - שותפות מוגבלת⁵ (להלן: "**שותפות אבנר**") עם ולתוך השותפות באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של שותפות אבנר עברו As Is לשותפות. יחס ההחלפה אשר נקבע בעסקת המיזוג נקבע על 5.32:1, כך שחלף 3,334,830,842 יחידות השתתפות של אבנר נאמנויות בע"מ (השותף המוגבל בשותפות אבנר), הוקצו 626,847,820 יחידות השתתפות של השותפות. לאחר השלמת המיזוג, כמות יחידות ההשתתפות בהון הרשום של השותפות הינו 1,173,814,691. בנוסף, אוחדה סדרת אגרות החוב (סדרה א') של שותפות אבנר, הכוללת 760,686,000 ש"ח ערך נקוב אגרות חוב, בנות 1 ש"ח כל אחת, ביחד עם סדרת אגרות חוב (סדרה א') של השותפות, הכוללת 767,847,000 ש"ח ערך נקוב אגרות חוב, בנות 1 ש"ח כל אחת, כך ששתי הסדרות הזהות בכל תנאיהן מהוות סדרה אחת מורחבת של אגרות חוב (סדרה א') של השותפות, אשר כוללת 1,528,533,000 ש"ח ערך נקוב אגרות חוב, בנות 1 ש"ח כל אחת. יצויין כי, לאור המיזוג האמור תוקנו בהתאם הסכם הנאמנות והסכם השותפות המוגבלת. ראה ביאור 12 להלן בדבר בקשה לאישור תביעה ייצוגית בקשר עם עסקת המיזוג.

⁵ ביום 17.5.2017 חוסלה שותפות אבנר ללא פירוק ונמחקה מרישומי רשם השותפויות

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי (המשך):

1. בחודש יולי 2017 מכרה השותפות 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר I/12 ודלית I/13 (להלן ביחד: **"תמר ודלית"**) לחברת תמר פטרוליום בע"מ כנגד תמורה במזומן והקצאת מניות של תמר פטרוליום, לפרטים נוספים ראה ביאורים 6 ו-17 לב להלן.

2. ביום 16 באוגוסט 2015, התקבלה החלטת ממשלה בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לויתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17 בדצמבר 2015, עם הענקת פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח-1988 (להלן: **"חוק ההגבלים העסקיים"**), לשותפות יחד עם נובל על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם לסעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים (החלטת הממשלה והוראות הפטור כאמור יקראו להלן יחדיו: **"מתווה הגז"**). בעקבות פסק דין שניתן על-ידי בג"ץ בעתירות שהוגשו על-ידי גופים שונים כנגד הממשלה, ראש הממשלה ואחרים לרבות השותפות, בעניין מתווה הגז, שבה ואימצה הממשלה ביום 22 במאי 2016 את החלטתה מיום 16 באוגוסט 2015 בעניין מתווה הגז, תוך קביעת הסדר חלופי לפסקה במתווה שעניינה "סביבה רגולטורית יציבה", לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו. לפרטים נוספים אודות מתווה הגז ראה ביאור 12 לב להלן. לפרטים בדבר מכירת חזקות כריש ותנין ראה ביאור 8 לב להלן, לפרטים בדבר מכירת זכויות בחזקות תמר ודלית (9.25%) ראה ביאור 17 לב להלן.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

א. הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):

הדוחות הכספיים מצייתים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים.

ב. עקרונות עריכת דוחות כספיים:

הדוחות הכספיים השנתיים כוללים את הגילוי הנוסף הנדרש לפי תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התשי"ע - 2010.

המדיניות החשבונאית המוצגת בביאורים, יושמה באופן עקבי בכל תקופות הדיווח המוצגות בדוחות הכספיים. הדוחות הכספיים נערכו תוך יישום עקרון העלות, למעט לגבי נכסים והתחייבויות פיננסיים מסויימים אשר נמדדים בשווי הוגן.

ג. מטבע הפעילות ומטבע ההצגה:

1. מטבע הפעילות: מטבע הפעילות המציג נאמנה, בצורה הטובה ביותר, את ההשפעות הכלכליות של עסקאות, אירועים ונסיבות עבור פעילותה של השותפות, הינו הדולר של ארה"ב. כל עסקה שאינה במטבע הפעילות של השותפות הינה עסקה במטבע חוץ כאשר כל הערכים עוגלו לאלף הקרוב, אלא אם צוין אחרת. ראה פסקה ד להלן.

2. מטבע ההצגה: הדוחות הכספיים של השותפות מוצגים במטבע הדולר של ארה"ב.

ד. עסקאות במטבע חוץ:

עסקה הנקובה במטבע חוץ נרשמה, בעת ההכרה לראשונה, במטבע הפעילות, תוך שימוש בשער החליפין המידי בין מטבע הפעילות לבין מטבע החוץ במועד העסקה.

בסוף כל תקופת דיווח:

- פריטים כספיים במטבע חוץ תורגמו תוך שימוש בשער החליפין לסוף תקופת הדיווח;
- פריטים לא כספיים שנמדדים בעלות היסטורית במטבע חוץ, תורגמו תוך שימוש בשער החליפין במועד העסקה;
- הפרשי שער הנובעים מסילוק של פריטים כספיים, או הנובעים מתרגום של פריטים כספיים לפי שערי חליפין שונים מאלה ששימשו לתרגום בעת ההכרה לראשונה במהלך התקופה, או מאלה ששימשו לתרגום בדוחות כספיים קודמים, יוכרו ברווח או הפסד בתקופה בה נבעו.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ה. תקופת המחזור התפעולי:

תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

1. בהמשך לאמור בביאור 1 לעיל בנוגע למיזוג עם שותפות אבנר, הוצגו הנתונים בתקופה עד המיזוג, לרבות מספרי ההשוואה בדוחות הכספיים של השותפות בכפוף לאמור להלן:

(1) הדוחות על המצב הכספי, הדוחות על הרווח הכולל, הדוחות על השינויים בהון השותפות והדוחות על תזרימי המזומנים הוצגו על מנת לשקף את מצבה הכספי, תוצאות הפעולות ואת תזרימי המזומנים של השותפות לו הושלמה עסקת המיזוג מאז ומעולם.

(2) הדוחות הכספיים נערכו על בסיס שיטת ה- AS POOLING היות והשותפות ושותפות אבנר נמצאו תחת אותה שליטה לפני ואחרי המיזוג. שיטת AS POOLING יושמה בדוחות כספיים אלה באופן שבו כל הנכסים וההתחייבויות משתקפים בהתאם לערכם הפנקסי לרבות הנכסים וההתחייבויות של שותפות אבנר. כמו כן, ביישום השיטה האמורה סכום העודפים נקבע לפי חיבור מצרפי של העודפים של השותפות ושל שותפות אבנר והפער בין היחידות המונפקות מהשותפות לבין הנכסים נטו (ההון) של שותפות אבנר נזקף להון השותפות.

(3) הרווח הנקי ליחידת השתתפות חושב על ידי חלוקת הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות במספר יחידות השתתפות שהיו במחזור לאחר השלמת עסקת המיזוג כאמור לעיל, בסך של כ- 1,173,815 אלפי יחידות השתתפות.

ז. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC:

1. עסקה משותפת מהווה הסדר חוזי, אשר על-פיו, שני צדדים או יותר נוטלים על עצמם פעילות כלכלית של חיפוי נפט וגז בנכס הנמצא בבעלות משותפת. עסקאות משותפות מסוימות, כרוכות לעיתים קרובות בבעלות משותפת בנכס אחד או יותר.

נראה כי עסקאות בהן לא קיימת דרישה פורמלית להסכמה פה אחד של הצדדים השותפים לעסקה, אינן מקיימות את ההגדרה לשליטה משותפת בהתאם ל- IFRS 11 (אשר החליף את IAS 31). למרות זאת, בחינת עסקאות אלה מלמדת כי לעסקאות עצמן אין זכויות כלשהן בנכסים וכי אינן מתחייבות בהתקשרויות בשם המשתתפים. ההתקשרויות נערכות ישירות בין המשתתפים לבין צד ג'. כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות מהעסקה. כפועל יוצא, למשתתפים יש חלק יחסי בנכסים ובהתחייבויות המיוחסים לעסקה המשותפת.

בגין זכויות השותפות בפעילות בנכסים בבעלות משותפת, הכירה השותפות בדוחותיה הכספיים:

(א) בחלקה בנכסים בבעלות משותפת.

(ב) בהתחייבויות כלשהן שהתהוו לה.

(ג) בחלקה בהתחייבויות כלשהן שהתהוו במשותף, בהקשר לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.

(ד) בהכנסה כלשהי מהמכירה או מהשימוש בחלקה בתפוקה של הנכסים בבעלות משותפת, יחד עם חלקה בהוצאות כלשהן, שהתהוו לפעילות בנכסים בבעלות משותפת.

(ה) בהוצאות כלשהן שהתהוו לה בגין זכותה בנכסים בבעלות משותפת.

2. השותפות מציגה את חלקה בתשלומים שהועברו למפעילת העסקאות המשותפות ושטרם נעשה בהם שימוש, במסגרת סעיף חייבים ויתרת החובה וזאת מאחר והסכומים כאמור אינם עונים להגדרת מזומנים ושווי מזומנים.

3. הדוחות הכספיים של השותפות כוללים את הנכסים וההתחייבויות שנוצרו בעקבות גיוסי כספים שבוצעו באמצעות חברות יעודיות (SPC) - Special Purpose Company - ואשר הוקמו לצורך גיוס הכספים.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ח. שווי מזומנים:

כשווי מזומנים נחשבות השקעות לזמן קצר ברמת נזילות גבוהה הכוללות, בין היתר, פקדונות לזמן קצר שהופקדו בבנקים ושאינם מוגבלים בשימוש ושאינם משועבדים. השקעות אלו ניתנות להמרה בנקל לסכומים ידועים של מזומנים וחשופות לסיכון בלתי משמעותי של שינויים בשווי, כאשר התקופה לפרעון הינה עד שלושה חודשים ממועד ההשקעה.

ט. פקדונות לזמן קצר:

פקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים אך קצרה משנה במועד ההשקעה. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

י. מכשירים פיננסיים:

1. נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי מוכר כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר. נכסים פיננסיים בתחולת IAS 39 מוכרים במועד ההכרה הראשונית לפי שווי הוגן ובתוספת עלויות עסקה ישירות, למעט לגבי נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, אשר לגביהם עלויות עסקה נוקפות לרווח או הפסד. לאחר ההכרה הראשונית, הטיפול החשבונאי בנכסים פיננסיים מבוסס על סיווגם כמפורט להלן:

(א) נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

בקבוצה זו נכללים נכסים פיננסיים המוחזקים למסחר ונכסים פיננסיים אשר יועדו עם ההכרה הראשונית בהם להיות מוצגים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

נגזרים משובצים מופרדים מהחווה המארח ומטופלים בנפרד אם:

- (1) אין קשר הדוק בין המאפיינים הכלכליים והסיכונים של החווה המארח ושל הנגזר המשובץ;
- (2) מכשיר נפרד בעל אותם תנאים כשל הנגזר המשובץ היה עומד בהגדרת נגזר, ו-
- (3) המכשיר המשולב אינו נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות בוחנת את קיומו של נגזר משובץ והצורך בהפרדתו במועד בו התקיימו, בין היתר, כל התנאים המתלים להיותה צד להתקשרות. הערכה מחדש של הצורך בהפרדת נגזר משובץ נעשית רק כאשר יש שינוי בתנאי ההתקשרות המשפיע באופן משמעותי על תזרימי המזומנים מההתקשרות.

(ב) נכסים פיננסיים זמינים למכירה:

נכסים פיננסיים שאינם נגזרים אשר מיועדים כזמינים למכירה, או שאינם מסווגים לאף קבוצה אחרת של נכסים פיננסיים, מוצגים כנכסים פיננסיים זמינים למכירה, כאשר לאחר ההכרה הראשונה, השינויים בשווי ההוגן, בדרך כלל, מוכרים כרכיב נפרד ברווח כולל אחר ונצברים בהון, למעט שינויים בשווי ההוגן המיוחסים לדיבידנדים בגין מכשיר הוני והמיוחסים לצבירת ריבית אפקטיבית ולהפרשי שער בגין מכשירי חוב, אשר מוכרים ברווח או הפסד.

(ג) הלוואות וחייבים:

הלוואות וחייבים הינן השקעות המוחזרות בתשלומים קבועים או הניתנים לקביעה, שאינן נסחרות בשוק פעיל. לאחר ההכרה הראשונית, הלוואות וחייבים מוצגים על פי תנאיהם, תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית, ובניכוי הפרשה לירידת ערך.

2. התחייבויות פיננסיות:

התחייבויות פיננסיות מוכרות לראשונה בשווי הוגן כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר.

ההתחייבויות פיננסיות מוכרות בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לנטילה או להנפקה של התחייבות פיננסית.

לאחר ההכרה הראשונית, הטיפול החשבונאי בהתחייבויות פיננסיות מבוסס על סיווגם כמפורט להלן:

התחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת:

לאחר ההכרה לראשונה, התחייבויות אלה, כדוגמת אגרות חוב, נמדדות בעלותן המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

י. מכשירים פיננסיים (המשך):

3. קיזוז מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מקוזזים והסכום נטו מוצג בדוח על המצב הכספי אם קיימת זכות שניתנת לאכיפה משפטית לקזז את הסכומים שהוכרו, וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס ואת ההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות במקביל.

4. גריעת מכשירים פיננסיים:

(א) נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי נגרע כאשר פקעו הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי, או כאשר השותפות העבירה את הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי או כאשר נטלה על עצמה מחויבות לשלם את תזרימי המזומנים שהתקבלו במלואם לצד השלישי, ללא עיכוב משמעותי. בנוסף כאשר העבירה באופן ממשי את כל הסיכונים וההטבות הקשורים לנכס, או לא העבירה ואף לא הותירה באופן ממשי את כל הסיכונים וההטבות הקשורים לנכס אך העבירה את השליטה על הנכס. בעת גריעת נכס פיננסי זמין למכירה, מסווגת קרן ההון בגין אותו הנכס שהוכרה קודם לכן ברווח כולל אחר לרווח או הפסד כתיאום בגין סיווג מחדש.

(ב) התחייבויות פיננסיות:

התחייבות פיננסית נגרעת כאשר היא מסולקת, דהיינו ההתחייבות נפרעה, בוטלה או פקעה. התחייבות פיננסית מסולקת כאשר החייב (השותפות) פורע את ההתחייבות על ידי תשלום במזומן, בנכסים פיננסיים אחרים, או משוחרר משפטית מההתחייבות.

5. ירידת ערך נכסים פיננסיים:

השותפות בוחנת בכל תאריך דיווח האם קיימת ראייה אובייקטיבית לירידת ערך נכס פיננסי או קבוצה של נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת. ראייה אובייקטיבית לירידת ערך קיימת כאשר אירוע אחד או יותר השפיעו באופן שלילי על אומדן תזרימי המזומנים העתידיים מהנכס לאחר מועד ההכרה. עבור השקעה במכשיר הוני, ראייה אובייקטיבית לירידת ערך כוללת גם ירידה משמעותית (תוך התחשבות בסטיית התקן של המכשיר הספציפי) או מתמשכת בשווי ההון של ההשקעה מתחת לעלותה המקורית.

במידה וקיימת ראייה אובייקטיבית כאמור, הטיפול כלהלן:

ירידת ערך של נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת

סכום ההפסד הנזקף לרווח או הפסד נמדד כהפרש בין יתרת הנכס בדוחות הכספיים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים מהנכס (שאינם כוללים הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו), המהוונים בהתאם לשיעור הריבית האפקטיבית המקורית של הנכס הפיננסי.

סכום ההפסד מוכר בדוח על הרווח הכולל. אם הנכס הפיננסי נושא ריבית משתנה, ההיוון נעשה בהתאם לשיעור הריבית האפקטיבית הנוכחית. בתקופות עוקבות הפסד מירידת ערך מבוטל כאשר ניתן לייחס באופן אובייקטיבי את השבת ערכו של הנכס לאירוע שהתרחש לאחר ההכרה בהפסד.

ביטול כאמור נזקף לרווח או הפסד עד לגובה ההפסד שהוכר.

ירידת ערך של נכסים פיננסיים זמינים למכירה

ההפרש בין עלות הרכישה (בניכוי החזרי קרן והפחתות כלשהן) לבין השווי ההוגן של הנכס, שהוכר בעבר ברווח כולל אחר ונצבר בהון, בניכוי הפסד כלשהו מירידת ערך בגין אותו נכס פיננסי שהוכר קודם לכן ברווח או הפסד, מסווג מחדש מההון לרווח או הפסד כתיאום בגין סיווג מחדש. הפסדים מירידת ערך שהוכרו ברווח או הפסד בגין השקעות במכשיר הוני לא מבוטלים דרך רווח או הפסד.

יא. מכשירים פיננסיים נגזרים:

השותפות מבצעת לעתים התקשרויות במכשירים פיננסיים נגזרים כגון חוזי אקדמה (Forward) בגין מטבע חוץ ועסקאות החלפה של שיעורי ריבית (IRS) כדי להגן על עצמה מפני הסיכונים הכרוכים בתנודות בשערי החליפין של מטבע חוץ ובשיעורי הריבית. נגזרים פיננסיים אלה מוכרים לראשונה לפי השווי ההוגן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יא. מכשירים פיננסיים נגזרים (המשך):

לאחר ההכרה הראשונית הנגזרים הפיננסיים נמדדים לפי שווי הוגן. רווחים או הפסדים הנובעים משינויים בשווי ההוגן של נגזרים שאינם משמשים למטרות גידור נזקפים מיידית לרווח או הפסד.

יב. מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (הגנה):

השותפות מייעדת מכשירים פיננסיים מסוימים, בדרך-כלל נגזרים, כמכשירים מגדרים. במועד יצירת הגידור השותפות מתעדת את יחסי הגידור ואת מטרת ניהול הסיכונים והאסטרטגיה של השותפות לביצוע הגידור. התיעוד כולל לפחות את זיהוי המכשיר המגדר, זיהוי הפריט או העסקה המגודרים, מהות הסיכון המגודר והאופן בו השותפות בוחנת את האפקטיביות של המכשיר המגדר בקיזוז החשיפה לשינויים בשווי ההוגן או בתזרימי המזומנים של הפריט המגודר, שניתן ליחסם לסיכון המגודר בעת הכניסה לעסקת הגידור ועל בסיס מתמשך. השותפות בוחנת בכל תקופה שהגידור חזוי להיות בעל אפקטיביות גבוהה בהשגת שינויים מקיזים בשווי הוגן או בתזרימי מזומנים וכן שאפקטיביות הגידור ניתנת למדידה באופן מהימן.

השותפות מבצעת גידורי תזרים מזומנים:

החלק האפקטיבי של השינויים בשווי הוגן של נגזרים שיועדו לגידור תזרים מזומנים הוכר ברווח כולל אחר ונצבר בהון.

החלק הלא אפקטיבי של השינוי בשווי ההוגן הנ"ל הוכר ברווח או הפסד. סכומים שהוכרו ברווח כולל אחר מסווגים מחדש לרווח או הפסד בתקופות במהלכן תזרימי המזומנים החזויים שגודרו משפיעים על רווח או הפסד, למעט סכום הפסד שחזוי כי לא יושב בתקופה עתידית.

השותפות מפסיקה את חשבונאות הגידור כאשר המכשיר המגדר פוקע, נמכר, מבוטל, או ממומש, כאשר הגידור אינו כשיר עוד להכרה כגידור חשבונאי או שהשותפות מחליטה לבטל את הייעוד כגידור חשבונאי. שינויים מצטברים במועד הפסקת הגידור שהוכרו ברווח כולל אחר ונצברו בהון, נשארים בהון, אלא אם נבעו מעסקה חזויה אשר אינה חזויה עוד להתרחש או עד אשר תזרימי המזומנים החזויים שהוגדרו משפיעים על רווח או הפסד.

יג. הפרשות:

הפרשה בהתאם ל- IAS 37 מוכרת כאשר לשותפות קיימת מחויבות בהווה (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירוע שהתרחש בעבר, צפוי שיידרש שימוש במשאבים כלכליים על מנת לסלק את המחויבות וניתן לאמוד אותה באופן מהימן. כאשר השותפות צופה שחלק או כל ההוצאה תוחזר לשותפות, ההחזר יוכר כנכס נפרד, רק במועד בו קיימת וודאות למעשה לקבלת הנכס. בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים, ראה סעיף 2ד להלן בדבר עלויות בגין מחויבויות לסילוק נכסים.

תביעות משפטיות:

הפרשה בגין תביעות מוכרת כאשר לשותפות קיימת מחויבות משפטית בהווה או מחויבות משתמעת כתוצאה מאירוע שהתרחש בעבר, כאשר יותר סביר מאשר לא כי השותפות תידרש למשאביה הכלכליים לסילוק המחויבות וניתן לאמוד אותה באופן מהימן.

היטלים:

היטלים המוטלים על השותפות על ידי מוסדות ממשלה באמצעות חקיקה, מטופלים בהתאם לפרשנות 21 IFRIC, לפיה ההתחייבות לתשלום ההיטל תוכר רק בעת קרות האירוע היוצר את המחויבות לתשלום (ראה סעיף 2ד להלן).

יד. הוצאות חיפושי נפט וגז ופיתוח מאגרים מוכחים:

1. המדיניות החשבונאית של השותפות לגבי הטיפול בהשקעות בחיפושי נפט וגז הינה שיטת ה"מאמצים המוצלחים", לפיה:

א) הוצאות השתתפות בביצוע מבדקים וסקרים גיאולוגיים וסיסמיים המתרחשים בשלבים המקדמיים של החיפוש נזקפות לרווח או הפסד בעת היווצרותן, עד למועד שבו בעקבות ביצוע סקרים ומבדקים אלו מגובשת תכנית לקידוח ספציפי.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יד. הוצאות חיפוש נפט וגז ופיתוח מאגרים מוכחים (המשך):

1. (המשך):

- ב)** השקעות במאגרים שטרם הוכח כי הם בלתי מסחריים, סווגו כ"נכסי חיפוש והערכה", ומוצגים לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן).
- ג)** השקעות במאגרים שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים, מופחתות במלואן מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" להוצאות ברווח או הפסד.
- ד)** השקעות במאגרים לגביהן נקבע שקיימת היתכנות טכנית ויכולת קיום מסחרית של הפקת גז או נפט אשר נבחנות במכלול של אירועים ונסיבות מסווגות, בכפוף לביצוע בחינה לירידת ערך, מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" לסעיף "נכסי נפט וגז", ומוצגות בדוח על המצב הכספי לפי העלות (ראה ביאור 7 להלן). נכסי נפט וגז כאמור, הכוללים, בין היתר, עלויות תכנון פיתוח המאגרים, קידוחי פיתוח, רכישה והקמה של מתקני הפקה, צנרת להולכת הגז, ציוד קידוחים, הקמת תחנת קבלה ועלויות סילוק נכסים (ראה גם פסקה 2 להלן), מופחתות לרווח או הפסד כמפורט בסעיף יח להלן.
- ה)** השקעות בנכסי נפט וגז מופחתות בשיטת האזילה (דהיינו על בסיס כמות ההפקה) כדלקמן: עלות הקידוחים מופחתת לפי כמות הרזרבות המוכחות והמפותחות, ועלות הרכיבים הנוספים (כגון: פלטפורמה, צנרת ומתקני קבלה), מופחתת לפי כמות הרזרבות המוכחות (המפותחות ושעתידות להיות מפותחות).
- ו)** בחינת ירידת ערך בנכסי חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז, מתבצעת כאשר עובדות ונסיבות מצביעות על כך שיתכן שהערך בספרים של נכס חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז עולה על הסכום בר השבה שלו בהתאם לתקנים IAS36 ו-IFRS6 (ראה סעיף יז להלן).
- ז)** אם בעת הסכמי הצטרפות בשלבי החיפוש וההערכה מעביר בעל זכות נפט ו/או גז חלק מהזכות, בתמורה להסכמת הנעבר לשאת בהשקעות עתידיות אשר במצב אחר היה על המעביר לשאת בהן, ינהגו בהסכמים כאלה כדלהלן:
- בהסכמים בהם השותפות היא הנעבר: בשלב התהוות העלויות, השותפות תכיר בהוצאה בגין העלויות בהן נשאה והמשויכות לזכויות שונות ביד המעביר.
- בהסכמים בהם השותפות היא המעבירה: השותפות לא תרשום כל הוצאה אשר הוצאה על-ידי הנעבר והיא תכיר ברווח או בהפסד מהסכם ההצטרפות בגובה ההפרש שבין התמורה שהתקבלה או שהיא זכאית לקבל לבין הערך בספרים של הזכויות שנגרעו.

2. עלויות בגין מחויבות לסילוק נכסים:

השותפות מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נרשמת לראשונה בערכה הנוכחי כנגד נכס, וההוצאות הנובעות משערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. הנכס נמדד לראשונה בערכו הנוכחי והוא מופחת לרווח או הפסד כאמור בסעיף 1 לעיל.

שינויים הנובעים מעיתוי, משיעורי ההיוון ומסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות, מתווספים או נגרעים מהנכס בתקופה השוטפת במקביל לשינוי בהתחייבות (שיעורי ההיוון ששימשו לשערוך התחייבויות לסילוק הנכסים נעים בין 4.75% ל- 6.9% לשנה). בסעיפי הדוח על המצב הכספי רשומות יתרת התחייבות (בסעיף "התחייבויות אחרות לזמן ארוך") ויתרת נכס לאחר הפחתה (בסעיף "השקעות בנכסי נפט וגז").

טו. עלויות אשראי:

השותפות מהוונת עלויות אשראי הקשורות לרכישה, הקמה או ייצור של נכסים כשירים אשר נדרשת תקופת זמן משמעותית להכנתם, לשימוש המיועד או מכירתם. היוון עלויות האשראי מתחיל במועד שבו הוצאו עלויות בגין הנכס עצמו, התחילו הפעולות להכנת הנכס ונגרמו עלויות אשראי, ומסתיים כאשר הושלמו מהותית כל הפעולות להכנת הנכס הכשיר לשימוש המיועד או למכירתו. הסכום של עלויות האשראי המהוון בתקופת הדיווח כולל עלויות אשראי כללי על פי שיעור היוון משוקלל.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טז. הכרה בהכנסה:

הכנסות מוכרות ברווח או הפסד כאשר הן ניתנות למדידה באופן מהימן, צפוי שההטבות הכלכליות הקשורות לעסקה יזרמו לשותפות וכן העלויות שהתהוו או שיתהוו בגין העסקה ניתנות למדידה באופן מהימן. ההכנסות נמדדות על פי שוויה ההוגן של התמורה בעסקה בניכוי הנחות מסחריות והנחות כמות. להלן הקריטריונים הספציפיים בדבר הכרה בהכנסה אשר נדרש שיתקיימו לפני ההכרה בהכנסה: הכנסות ממכירת נפט וגז - הכנסות ממכירת נפט וגז מוכרות בעת העברת הנפט ו/או הגז ללקוח. הכנסות השותפות כוללות רק הטבות כלכליות שמקבלת השותפות ו/או זכאית לקבל בעבור עצמה. הכנסות ריבית - הכנסות ריבית בגין נכסים פיננסיים, הנמדדים בעלות מופחתת, מוכרות על בסיס צבירה בשיטת הריבית האפקטיבית. הכנסות דיבידנד - הכנסות מדיבידנד מהשקעות המטופלות כנכסים פיננסיים זמינים למכירה, מוכרות במועד הקובע לזכאות לדיבידנד.

יז. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:

השותפות בוחנת בהתאם לכללים שנקבעו ב- IAS36 ו-IFRS6 את הצורך להכיר בירידת ערך נכסים לא פיננסיים כאשר ישנם סממנים כתוצאה מאירועים או שינויים בנסיבות המצביעים על כך שהיתרה בדוחות הכספיים אינה ברת-השבה.

במקרים בהם היתרה בדוחות הכספיים של הנכסים הלא פיננסיים עולה על סכום בר-ההשבה שלהם, מופחתים הנכסים לסכום בר-ההשבה שלהם. סכום בר-ההשבה הינו הגבוה מבין שווי הוגן בניכוי עלויות למכירה ושווי שימוש. בהערכת שווי השימוש מהוונים תזרימי המזומנים הצפויים לפי שיעור ניכיון לפני מס המשקף את הסיכונים הספציפיים לכל נכס. בגין נכס שאינו מייצר תזרימי מזומנים עצמאיים נקבע סכום בר-ההשבה עבור היחידה מניבת המזומנים שאליו שייך הנכס.

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבת מזומנים הינה בדרך כלל המאגר הבודד למעט במקרים בהם שני מאגרים או יותר מקובצים ליחידה מניבת מזומנים אחת וזאת, בין היתר, לאור קיומה של תלות בתזרימי המזומנים החיוביים הנובעים מהמאגרים והשימוש המשותף בתשתיות. הפסדים מירידת ערך נזקפים לרווח או הפסד. הפסד מירידת ערך של נכס, מבוטל רק כאשר חלו שינויים באומדנים ששימשו בקביעת סכום בר-ההשבה של הנכס מהמועד בו הוכר לאחרונה ההפסד מירידת הערך. ביטול ההפסד כאמור מוגבל לנמוך מבין סכום ירידת הערך של הנכס שהוכר בעבר (בניכוי פחת או הפחתה) ובין סך עליית הערך. הקריטריונים הייחודיים להלן מיושמים בבחינת ירידת ערך של נכסי נפט וגז:

נכסי נפט וגז (לרבות נכסי חיפוש והערכה) נבחנים לירידת ערך כאשר עובדות ונסיבות עשויות להעיד על כך שערכם בספרים עולה על סכום בר ההשבה המיוחס להם. ערך בר ההשבה של נכסי נפט וגז, בהתאם להערכות שווי כלכליות הכוללות שימוש בטכניקות הערכה והנחות לגבי אומדנים של תזרימי מזומנים עתידיים הצפויים מהנכס ואומדן שיעור הירידה מתאים לתזרימי מזומנים אלה.

במדידת הערך בר ההשבה של נכסי נפט וגז נדרשת הנהלת השותף הכללי בשותפות להשתמש בהנחות מסוימות לגבי עלויות והשקעות צפויות, סבירות קיומן של תכניות פיתוח, כמויות המשאבים במאגר, מחירי המכירה הצפויים, השלכות חוק היטל רווחי נפט, קביעת שיעורי ההיוון וכיוצא בזה, על מנת להעריך את תזרימי המזומנים העתידיים מהנכסים. אם ניתן, השווי ההוגן נקבע בהתייחס לעסקאות שנעשו לאחרונה בנכסים בעלי אופי ומיקום דומים לזה המוערך.

השותפות בוחנת בסוף כל תקופת דיווח האם קיימים סימנים המצביעים על ירידת ערך נכסים.

יח. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:

עריכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS), דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעים על הסכומים המוצגים בדוחות הכספיים. אומדנים אלו מצריכים לעיתים שיקול דעת בסביבה של אי וודאות והינם בעלי השפעה מהותית על הצגת הנתונים בדוחות הכספיים.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יח. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים (המשך):

להלן תיאור של הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים החשבונאיים המהותיים המשמשים בהכנת הדוחות הכספיים של השותפות, אשר בעת גיבושם נדרשה הנהלת השותף הכללי בשותפות להניח הנחות באשר לנסיבות ואירועים הכרוכים באי וודאות משמעותית. בשיקול דעתה בקביעת האומדנים, מתבססת הנהלת השותף הכללי בשותפות על ניסיון העבר, עובדות שונות, גורמים חיצוניים ועל הנחות סבירות בהתאם לנסיבות המתאימות לכל אומדן. התוצאות בפועל עשויות להיות שונות מאומדני הנהלת השותף הכללי בשותפות.

אומדן עתודות הגז - אומדן עתודות הגז משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של עתודות גז מוכחות, נעשית בהתאם לשיטת האזילה כאמור בסעיף 11ד לעיל.

כמות הגז המוערכת במאגרים המוכחים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה, בין היתר, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז.

הערכה של עתודות הגז המוכחות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות.

מחויבות בגין סילוק נכסים - השותפות מכירה בנכס ובמקביל בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות מבוססים על הערכת הנהלת השותף הכללי בשותפות המסתמכת, בין היתר, על הערכת יועץ מקצועי ונבחנים מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל.

מועד החזר ההשקעה לצורך תשלום תמלוג על - בהכנת טיוטת דוח לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר התבססה השותפות על פסק מומחה משנת 2002, שמונה בהסכמה בין השותפות לבין בעלות התמלוג ושחיווה את דעתו על דרך חישוב מועד החזר ההשקעה וכן על הרכיבים השונים שיש לקחת בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה. שינוי בקביעת מועד החזר ההשקעה עשוי להשפיע על תוצאות פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות (ראה גם ביאור 15ד להלן).

תביעות - בהערכות סיכויי תוצאות התביעות המשפטיות שהוגשו נגד השותפות, הסתמכה השותפות על חוות דעת יועציה המשפטיים. הערכות אלה של היועצים המשפטיים מתבססות על מיטב שיפוט המקצועי, בהתחשב בשלב בו מצויים ההליכים, וכן על הניסיון המשפטי שנצבר בנושאים השונים. מאחר שתוצאות התביעות תקבענה בבתי המשפט, עלולות תוצאות אלה להיות שונות מהערכות אלה.

קביעת שווי הוגן של נכס פיננסי לא סחיר - השווי ההוגן של נכס פיננסי לא סחיר המסווג לרמה 3 במדרג השווי ההוגן נקבע בהתאם לשיטות הערכה, בדרך כלל על פי הערכת תזרימי המזומנים העתידיים המהוונים לפי שיעורי היות שוטפים בגין פריטים בעלי תנאים ומאפייני סיכון דומים. שינויים באומדן תזרימי מזומנים עתידיים ואומדן שיעורי היות בהתחשב בהערכת סיכונים כגון סיכון נזילות, סיכון אשראי ותנודתיות, עשויים להשפיע על השווי ההוגן של נכסים אלו.

יט. שווי הוגן:

1. מדידת שווי הוגן:

השותפות מודדת שווי הוגן כמחיר שהיה מתקבל במכירת נכס או המחיר שהיה משולם להעברת התחייבות בעסקה רגילה בין משתתפים בשוק במועד המדידה.

כאשר מחיר לנכס זהה או להתחייבות זהה אינו ניתן לצפייה (כלומר, אין מחיר מצוטט בשוק פעיל), השותפות מודדת שווי הוגן תוך שימוש בטכניקת הערכה אחרת שמתאימה לנסיבות ושקיים עבורן מספיק נתונים שניתנים להשגה כדי למדוד שווי הוגן, תוך שימוש מקסימלי בנתונים רלוונטיים שניתנים לצפייה ומזעור השימוש בנתונים שאינם ניתנים לצפייה.

השותפות מודדת שווי הוגן תחת ההנחה שהעסקה למכירת הנכס או להעברת ההתחייבות מתרחשת בשוק העיקרי של הנכס או של ההתחייבות שלשותפות יש גישה אליו; או בהיעדר שוק עיקרי, בשוק הכדאי ביותר עבור הנכס או ההתחייבות שלשותפות יש גישה אליו.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יט. שווי הוגן (המשך):

1. מדידת שווי הוגן (המשך):

במדידת שווי הוגן של נכס לא פיננסי, השותפות מביאה בחשבון את היכולת של משתתף בשוק להפיק הטבות כלכליות באמצעות הנכס בשימוש המיטבי שלו או על ידי מכירתו למשתתף אחר בשוק שישתמש בנכס בשימוש המיטבי שלו.

שווי ההוגן של התחייבות פיננסית עם מאפיין דרישה (לדוגמה, פיקדון לפי דרישה) אינו נמוך מהסכום שישולם בעת הדרישה, מהוון מהמועד הראשון בו ניתן לדרוש לשלם את הסכום.

2. מדרג שווי הוגן:

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במדרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות. מדרג השווי ההוגן הינו:

רמה 1 - מחירים מצוטטים (לא מתואמים) בשווקים פעילים עבור נכסים זהים או התחייבויות זהות.

רמה 2 - נתונים שאינם מחירים מצוטטים הכלולים ברמה 1, אשר ניתנים לצפייה לגבי הנכס או ההתחייבות, במישרין או בעקיפין.

רמה 3 - נתונים שאינם ניתנים לצפייה עבור הנכס או ההתחייבות.

כאשר הנתונים ששימשו למדידת שווי הוגן מסווגים לרמות שונות במדרג השווי ההוגן, השותפות מסווגת את מדידת השווי ההוגן בכללותה לרמה הנמוכה ביותר של הנתון שהוא משמעותי למדידה בכללותה. השותפות מפעילה שיקול דעת בהערכת המשמעותיות של נתון מסוים למדידה בכללותה תוך הבאה בחשבון של גורמים ספציפיים לנכס או להתחייבות.

כ. רווח ליחידת השתתפות:

רווח ליחידת השתתפות חושב בהתאם להוראות תקן חשבונאות בינלאומי 33, הקובע, בין היתר, כי השותפות תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות וכן תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד מפעולות נמשכות, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות, במידה שמוצג רווח כזה.

כא. הטבות לעובדים:

1. הטבות לעובדים לטווח קצר:

הטבות לעובדים לטווח קצר אשר כוללות משכורות, דמי הבראה, ימי מחלה והפקדות לביטוח לאומי מוכרות כהוצאות עם מתן השירותים. כאשר לשותפות קמה מחויבות משפטית או משתמעת שניתנת לאמידה מהימנה למתן מענקים לעובדים, השותפות מכירה בהתחייבות זו במועד בו קמה המחויבות.

השותפות מסווגת הטבה כהטבת עובד לטווח הקצר כאשר ההטבה חזויה להיות מסולקת במלואה לפני 12 חודשים מתום תקופת הדיווח השנתית בה העובדים מספקים את השירות המתייחס.

2. הטבות לעובדים לאחר סיום העסקה:

בהתאם לחוקי העבודה ולהסכמי העבודה בישראל ובהתאם לנוהג של השותפות, השותפות חייבת בתשלום פיצויים לעובדים שיפוטרו, ובתנאים מסוימים לעובדים שיתפטרו או יפרשו מעבודתם.

התחייבויות השותפות לתשלום פיצויים לעובדי השותפות בהתאם לסעיף 14 לחוק פיצויי פיטורין (השותפות משלמת תשלומים קבועים מבלי שתהיה לה מחויבות משפטית או משתמעת לשלם תשלומים נוספים, אף אם לא הצטברו סכומים מספקים בתכנית כדי לשלם את כל ההטבות לעובדים המתייחסות לעבודת העובד בתקופה השוטפת ובתקופות הקודמות), מטופלות כתכנית להפקדה מוגדרת. השותפות מכירה כהוצאה, למעט חריגים, את הסכום שיש להפקיד במקביל לקבלת שירותי העבודה מהעובד.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כב. תשלום מבוסס מניות:

1. השותפות מכירה בעסקאות תשלום מבוסס מניות, בהתאם להוראות תקן דיווח כספי בינלאומי 2. עסקאות אלה כוללות עסקאות עם עובדים שיסולקו במכשירים הוניים, או במזומן.
2. הלוואות שניתנו לעובדים לרכישת יחידות השתתפות של השותפות, כאשר יחידות ההשתתפות עצמן משמשות ביטחון בלעדי לפירעון, טופלו כהענקת אופציות לעובדים. לגבי עסקאות תשלום מבוסס מניות המסולקות במזומן, שווי ההטבה מוצג כהתחייבות, אשר נמדדת בשוויה ההוגן בכל מועד דיווח ובמועד הסילוק. שווי ההטבה של עסקאות תשלום מבוסס מניות הוכר באופן שוטף בדוח על הרווח הכולל. כאשר השותפות מקבלת שירותים בתמורה לתשלום המבוסס על מכשיריה הוניים המוענק על ידי חברת האם של השותפות או על ידי השותף הכללי, מדובר בעסקת תשלום מבוסס מניות כך שהוצאה תוכר ברווח הכולל על פני תקופת הזכאות של העובדים למכשירים הוניים כנגד רישום סכום מקביל בהון בגין הזרמה הונית שהתקבלה מחברת האם או מהשותף הכללי.

כג. הטבה מבעלי שליטה:

השותפות זוקפת הוצאות בדוחות על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין הטבה שקיבלה מבעל השליטה.

כד. מסים על ההכנסה והיטל רווחי נפט וגז:

1. הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על ההכנסה מלבד היטל על רווחי נפט וגז, מאחר וחבות המס על רווחי השותפות חלה על השותפים בשותפות. מס ששולם על ידי השותפות הינו על חשבון המס שחייבים בו בעלי היחידות בשותפות ומופחת בדוחות הכספיים השנתיים מסעיף העודפים במסגרת הון השותפות.
 2. השותפות כוללת בדוחות הכספיים הוצאות בגין חבותה בתשלום היטל על פי חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל"). ההיטל מחושב לכל פרויקט בנפרד. סיווגו והצגתו של ההיטל בדוחות הכספיים הינו בדומה לאופן בו מסווגים ומוצגים מסים על ההכנסה.
- במהלך שנת 2017, ערכה הנהלת השותפות, ביחד עם השותפים הישראליים (שהינם תאגידים מדווחים) בפרויקט תמר (להלן: "הישויות המדווחות"), דיון מחודש בנושא, ובכלל זה, בחינה מחודשת באם ההיטל הינו אכן בתחולת IAS 12 או שמא הינו בתחולת פרשנות מספר 21 של הוועדה לפרשנויות של דיווח כספי בינלאומי - "היטלים" (להלן: "IFRIC 21"), וכן מהו העיתוי בו תידרש הכרה בהיטל במסגרת הדוחות הכספיים. בתחילת חודש אוגוסט 2017 פנו הישויות המדווחות לסגל רשות ניירות ערך והביעו בפניו את עמדתן בנושא. לאחר שהישויות המדווחות בחנו את הטיפול בהיטל ובפרט את השאלה האם יש ליישם במקרה זה, לאור המאפיינים הייחודיים של היטל כאמור, את הוראות IFRIC 21 או את הוראות IAS 12, הישויות המדווחות הגיעו למסקנה כי במקרה דנן יהיה מהימן יותר ורלוונטי יותר ליישם את הוראות IFRIC 21 לגבי היטל כאמור, וסגל הרשות החליט שלא להתערב בעמדתן. לפיכך, הלכה למעשה, הישויות המדווחות יכירו בהוצאה בגין ההיטל בהתאם לגישת "האירוע המחייב", דהיינו רק במועד בו קמה המחויבות לתשלום (קרי רק החל ממועד תחילת תשלומם בפועל). לטיפול החשבונאי בהיטל כאמור אין השפעה על דוחות כספיים אלה, שכן טרם קמה המחויבות לתשלום ההיטל בגין פרויקט תמר.

כה. חכירה מימונית:

חכירה היא הסכם לפיו המחכיר מעביר לחוכר בתמורה לתשלום או לסדרת תשלומים את זכויות השימוש בנכס לתקופת זמן מוסכמת. נכסים אשר כל הסיכונים וההטבות הקשורים לבעלות על הנכס הועברו מהשותפות לאחרים, במסגרת הסכם החכירה, מסווגים כחכירה מימונית. בעת ההכרה לראשונה של חכירה מימונית, הנכס המוכר נגרע ומוכר נכס פיננסי במסגרת סעיף חייבים (במסגרת נכסים שוטפים ונכסים שאינם שוטפים) בסכום הערך הנוכחי של תקבולי החכירה. לאחר ההכרה הראשונית, בכל תקופה עוקבת מכירה השותפות בהכנסות מימון בהתאם לשיעור ההיוון ששימש לחישוב הערך הנוכחי כאמור. ראה גם סעיף 33 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כו. נכסים המוחזקים למכירה:

נכס או קבוצת נכסים לא שוטפים מסווגים כמוחזקים למכירה, כאשר יישובם ייעשה בעיקר באמצעות עסקת מכירה ולא באמצעות שימוש מתמשך. האמור מתקיים כאשר הנכסים זמינים למכירה מיידית במצבם הנוכחי, קיימת מחויבות של השותפות למכירה, קיימת תוכנית לאיתור קונה והמימוש צפוי ברמה גבוהה להסתיים בתוך שנה ממועד הסיווג. נכסים אלה אינם מופחתים ממועד סיווגם כך לראשונה ומוצגים כנכסים שוטפים בנפרד, לפי הנמוך מבין ערכם בספרים לבין שוויים ההוגן בניכוי עלויות למכירה.

כז. איבוד שליטה:

כאשר השותפות מאבדת שליטה בחברה בת, היא גורעת את הנכסים ואת ההתחייבויות של אותה חברה, לפי הערכים בספרים למועד שבו אבדה השליטה. התמורה שהתקבלה והשקעה כלשהי שנותרה באותה חברה מוכרות לפי שוויין ההוגן במועד שבו אבדה השליטה. הפרש כלשהו שנוצר מוכר כרווח או כהפסד בדוח על הרווח הכולל.

כח. השקעה מטופלת לפי שיטת השווי המאזני:

השקעת השותפות בחברה כלולה מטופלת לפי שיטת השווי המאזני. לפי שיטת השווי המאזני, ההשקעה בחברה הכלולה מוצגת לפי עלות בתוספת שינויים שלאחר הרכישה בחלק השותפות בנכסים נטו, לרבות רווח כולל אחר של החברה הכלולה. רווחים והפסדים הנובעים מעסקאות בין השותפות לבין החברה הכלולה מבוטלים בהתאם לשיעור ההחזקה. הדוחות הכספיים של השותפות והחברה הכלולה ערוכים לתאריכים ולתקופות זהים. המדיניות החשבונאית בדוחות הכספיים של החברה הכלולה יושמה באופן אחיד ועקבי עם זו שיושמה בדוחות הכספיים של השותפות. שיטת השווי המאזני מיושמת עד למועד איבוד ההשפעה המהותית בחברה הכלולה או סיווגה כהשקעה המוחזקת למכירה. במועד איבוד ההשפעה המהותית, השותפות מודדת בשווי הוגן השקעה כלשהי שנותרה בחברה הכלולה, ומכירה ברווח או הפסד בהפרש שבין התמורה ממימוש ההשקעה בחברה הכלולה והשווי ההוגן של ההשקעה שנותרה לבין הערך בספרים של ההשקעה שמומשה במועד זה.

כט. שינויים במדיניות החשבונאית:

יישום התיקונים ל-7 IAS דוח על תזרימי מזומנים, בדבר גילויים נוספים לגבי התחייבויות פיננסיות: השותפות מיישמת את התיקונים אשר פורסמו ע"י ה- IASB בינואר 2016 (להלן – התיקונים). התיקונים דורשים להציג את התנועה בין יתרת הפתיחה ליתרת הסגירה של התחייבויות פיננסיות, לרבות השינויים הנובעים מתזרימי מזומנים מפעילות מימון, משינויים בשערי חליפין, משינויים בשווי ההוגן ועוד. ראה ביאור 22 להלן.

ל. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה:

1. IFRS 15 (להלן - התקן) פורסם על ידי ה- IASB במאי, 2014:

התקן החדש מחליף את IAS 18 הכנסות, IAS 11 חוזי הקמה ואת IFRIC 13 תכניות נאמנות לקוחות, IFRIC 15 הסכמים להקמת מבנים, IFRIC 18 העברות של נכסים מלקוחות ו- SIC 31 הכנסות - עסקאות חליפין הכוללות שירותי פרסום.

התקן החדש מציג מודל בן חמישה שלבים שיחול על הכנסות הנובעות מחוזים עם לקוחות: שלב 1 - זיהוי החוזה עם הלקוח, לרבות התייחסות לקיבוץ חוזים וטיפול בשינויים (modifications) בחוזים.

שלב 2 - זיהוי מספר מחויבויות ביצוע נפרדות (distinct) בחוזה.

שלב 3 - קביעת מחיר העסקה, לרבות התייחסות לתמורה משתנה, רכיב מימון משמעותי, תמורות שאינן במזומן ותמורה שתשולם ללקוח.

שלב 4 - הקצאת מחיר העסקה לכל מחויבות ביצוע נפרדת על בסיס מחיר המכירה היחסי הנפרד תוך שימוש במחירים נצפים אם הם זמינים, או באומדנים והערכות.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ל. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

1. IFRS 15 (להלן - התקן) פורסם על ידי ה-IASB במאי, 2014 (המשך):

שלב 5 - הכרה בהכנסה בעת עמידה במחויבות ביצוע, תוך הבחנה בין קיום מחויבות במועד מסוים לבין קיום מחויבות לאורך זמן.

התקן החדש ייושם למפרע החל מהדוחות הכספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2018. התקן החדש מאפשר לבחור ביישום למפרע חלקי עם הקלות מסוימות, שלפיו התקן החדש ייושם על חוזים קיימים החל מתקופת היישום לראשונה ואילך, ולא תידרש הצגה מחדש של מספרי ההשוואה. במקרה זה, על השותפות להכיר בהשפעה המצטברת של יישום לראשונה של התקן החדש כתיאום ליתרת הפתיחה של העודפים (או רכיב אחר בהון, כפי שמתאים) למועד היישום לראשונה. לחלופין, התקן החדש מאפשר יישום למפרע מלא עם הקלות מסוימות.

השותפות מתכוונות לבחור בגישת יישום למפרע חלקי בעת היישום לראשונה של התקן החדש. השותפות מפיקה את הכנסותיה ממכירת גז טבעי וקונדנסט למגוון לקוחות, בדרך כלל במסגרת ההתקשרויות בחוזים ארוכי טווח.

השותפות בחנה במהלך שנת 2017 את השלכות היישום של התקן בדבר הכנסות מחוזים עם לקוחות במועד האימוץ המנדטורי (1 בינואר 2018). בהתאם לבחינה כאמור, הגיעה השותפות למסקנה כי לתקן החדש אין השפעה מהותית על דוחותיה הכספיים.

2. IFRS 9 מכשירים פיננסיים :

בחודש יולי 2014 פרסם את הנוסח המלא והסופי של IFRS 9 - מכשירים פיננסיים, המחליף את IAS 39 - מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה. IFRS 9 (להלן: "התקן החדש") מטפל בכל שלושת השלבים הקשורים למכשירים פיננסיים: סיווג ומדידה, ירידת ערך וחשבונאות גידור.

התקן החדש קובע כי בעת ההכרה לראשונה כל הנכסים הפיננסיים יימדדו בשווי הוגן. בתקופות עוקבות יש למדוד מכשירי חוב בעלות מופחתת רק אם מתקיימים שני התנאים המצטברים הבאים:

- הנכס מוחזק במסגרת מודל עסקי שמטרתו היא להחזיק בנכסים על מנת לגבות את תזרימי המזומנים החוזיים הנובעים מהם.

- על פי התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי, השותפות זכאית, במועדים מסוימים, לקבל תזרימי מזומנים המהווים אך ורק תשלומי קרן ותשלומי ריבית על יתרת הקרן.

המדידה העוקבת של כל יתר מכשירי החוב והנכסים הפיננסיים האחרים תהיה על פי שווי הוגן. התקן קובע הבחנה בין מכשירי חוב אשר ימדדו בשווי הוגן דרך רווח או הפסד ומכשירי חוב שימדדו בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר.

נכסים פיננסיים שהינם מכשירים הוניים יימדדו בתקופות עוקבות בשווי הוגן, וההפרשים ייזקפו לרווח או הפסד או לרווח כולל אחר, על פי בחירת השותפות לגבי כל מכשיר ומכשיר. אם מדובר במכשירים הוניים המוחזקים למטרות מסחר, חובה למדוד אותם בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

כמו כן, התקן החדש כולל מודל חדש הבנוי משלושה שלבים למדידת ירידת ערך של מכשירי חוב פיננסיים אשר אינם נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד ומתבסס על הפסדי אשראי צפויים ("Expected Credit Loss Model"). כל שלב קובע את אופן המדידה של הפסדי האשראי הצפויים וזאת בהתבסס על שינויים שחלו בסיכון האשראי של מכשיר החוב. כמו כן, ניתנת הקלה במודל זה לנכסים פיננסיים בעלי תקופות אשראי קצרות, כגון לקוחות.

לעניין גריעה ובנושא התחייבויות פיננסיות קובע התקן את אותן הוראות שנדרשות לפי הוראות IAS39 לגבי גריעה ולגבי התחייבויות פיננסיות שלא נבחרה לגביהן חלופת השווי ההוגן.

לגבי התחייבויות שלגביהן נבחרה חלופת השווי ההוגן, סכום השינוי בשווי ההוגן של ההתחייבות - המיוחס לשינויים בסיכון האשראי של הישות - ייזקף לרווח כולל אחר. כל יתר השינויים בשווי ההוגן ייזקפו לרווח או הפסד.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ל. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

2. IFRS 9 מכשירים פיננסיים (המשך):

התקן החדש כולל דרישות חדשות בנוגע לחשבונאות גידור אך מאפשר לחברות להמשיך וליישם את הוראות IAS 39 בנושא חשבונאות גידור. במסגרת התקן החדש הורחבו דרישות הגילוי ביחס לפעילויות ניהול הסיכונים של השותפות.

התקן החדש ייושם החל מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2018. בכוונת השותפות לאמץ את התקן החדש ביום 1 בינואר 2018 ללא תיקון של מספרי השוואה, תוך זקיפת השפעה מצטברת ליתרת הרווח (או רכיב אחר של הון, כפי שמתאים). להערכת השותפות, לאחר בחינת השלכות יישום התקן החדש, ליישומו לא צפויה השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

3. תקן דיווח כספי בינלאומי 16 "חכירות" (להלן: "IFRS 16"):

IFRS 16, שפורסם בינואר 2016, מחליף את תקן חשבונאות בינלאומי 17 "חכירות" ואת הפרשנויות מטעמו.

IFRS 16 משנה את הטיפול החשבונאי בחכירות מצד החוכר בעוד שהטיפול החשבונאי מצד המחכיר נשאר ברובו ללא שינוי.

IFRS 16 מבטל את הסיווג של חכירות כמימוניות או כתפעוליות על ידי החוכר, וקובע כי חוכר יכיר בדוח על המצב הכספי בנכס זכות שימוש ובהתחייבות חכירה בגין כל החכירות למעט חכירות שתקופתן אינה עולה על 12 חודשים וחכירות שבהן נכסי הבסיס הם בעלי שווי נמוך (לגביהן ניתנה הקלה לפיה חוכר רשאי ליישם טיפול חשבונאי שדומה לטיפול החשבונאי הנוכחי בחכירות תפעוליות).

בהתאם ל-IFRS 16, כדי שחווה יהווה הסדר (או יכיל רכיב) חכירה, נדרש כי החווה יעניק לחוכר את הזכות לשלוט בשימוש בנכס המזוהה במשך תקופת זמן כנגד קבלת תמורה. חברה יכולה לבחור ליישם מדיניות חשבונאית עבור כל קבוצה של נכסי בסיס, לפיה לא תיעשה הפרדה של רכיבי החכירה ושל רכיבי השירות בחווה, אלא כל הרכיבים בחווה יטופלו כהסדר אחד המהווה חכירה, במקום ביצוע הפרדה בין רכיבי החכירה ורכיבי השירות.

התחייבות חכירה תימדד במועד ההכרה לראשונה לפי הערך הנוכחי של תשלומי החכירה שאינם משולמים במועד תחילת החכירה, מהוונים בשיעור הריבית הגלום בחכירה, אלא אם שיעור זה לא ניתן לקביעה בנקל ואז היא תימדד לפי שיעור הריבית התוספתי של החוכר. נכס זכות שימוש יימדד במועד ההכרה לראשונה לפי סכום התחייבות החכירה, בתוספת תשלומי חכירה כלשהם ששולמו למחכיר במועד תחילת החכירה או לפניו (בניכוי תמריצי חכירה כלשהם מהמחכיר); עלויות ישירות ראשוניות המיוחסות להתקשרות בחכירה; וכן אומדן העלויות לפירוק ושיקום על ידי החוכר.

בדוח על המצב הכספי נכסי זכות שימוש, אם אינם מוצגים בנפרד, יוצגו בסעיף שבו היו מוצגים נכסי הבסיס אילו היו בבעלות החוכר. התחייבויות חכירה תוצגנה בהתאם להוראות תקן חשבונאות בינלאומי 1 "הצגת דוחות כספיים", לרבות ההפרדה בין שוטף ובין לא שוטף. ברווח או הפסד תוכרנה הוצאות הפחתה של נכס זכות השימוש והוצאות ריבית בגין התחייבות החכירה. בדוח על תזרימי המזומנים, תשלומים בגין חלק הקרן של התחייבות החכירה יסווגו כפעילות מימון ותשלומים בגין חלק הריבית על התחייבות החכירה יסווגו בהתאם למדיניות השותפות בדבר סיווג תשלומי ריבית (כפעילות שוטפת או כפעילות מימון).

IFRS 16 גם מגדיר מהו שינוי בתנאי חכירה וקובע מתי הוא יטופל כחכירה חדשה ונפרדת, וכן מוסיף הוראות חדשות בדבר הטיפול החשבונאי בעסקאות מכירה וחכירה בחזרה.

IFRS 16 ייושם לגבי דוחות כספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2019 או לאחר מכן. יישום מוקדם אפשרי, ובתנאי שהישות מיישמת את תקן דיווח כספי בינלאומי 15 "הכנסות מחוזים עם לקוחות".

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ל. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישום היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

3. תקן דיווח כספי בינלאומי 16 "חכירות" (להלן: "IFRS 16") (המשך):

הטיפול החשבונאי בהתאם ל-IFRS 16 ביחס לחכירים ייושם בדרך של יישום למפרע באחת משתי הדרכים הבאות:

הצגה מחדש של תקופות קודמות; או

הכרה בהשפעה המצטברת של היישום למפרע כתיאום ליתרת הפתיחה של העודפים (או של רכיב אחר של ההון, כפי שמתאים) לתקופה שבה מיושם התקן לראשונה, בכפוף לדרישות מסוימות ולהקלות שנקבעו בתקן.

באשר לטיפול החשבונאי בהתאם ל-IFRS 16 ביחס למחכירים, התקן מאפשר שלא לבצע התאמות במועד המעבר ביחס לחכירות (למעט חכירות משנה) שבהן הישות היא המחכיר, אלא לטפל באותן חכירות בהתאם להוראות התקן החל ממועד היישום לראשונה ואילך.

ההשפעה בפועל שתהיה ליישום IFRS 16 תלויה בגורמים עתידיים, לרבות שיעור הריבית התוספתי של השותפות במועד היישום לראשונה וציפיות ההנהלה ומפעיל העסקאות המשותפות באותו מועד לגבי מימוש אופציות להאריך או לבטל חכירות. כמו כן, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים בוחנת השותפות את הוראות המעבר של IFRS16, לרבות הקלות שניתנו.

ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:
הרכב:

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	
29,213	7,722	בדולרים:
241,390	133,120	מזומנים בבנקים
<u>270,603</u>	<u>140,842</u>	פקדונות בבנקים ⁶
952	11,743	בשקלים:
209,321	2,250	מזומנים בבנקים
210,273	13,993	פקדונות בבנקים ⁷
<u>480,876</u>	<u>154,835</u>	סך הכל

⁶ שיעורי הריבית ליום 31 בדצמבר 2017 הינם כ- 0.07% עד כ-1.4%

⁷ שיעור הריבית ליום 31 בדצמבר 2017 כ- 0.01% - 0.08%

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 4 - השקעות ופקדונות בתאגידים בנקאיים⁸ :
הרכב:

שיעור הריבית			
ליום			
31.12.2017	31.12.2017	31.12.2016	
%			
			במסגרת נכסים שוטפים :
2.1	95,070	52,308	אגרות חוב קונצרניות ⁹
3.4	14,093	4,468	קרנות סל
-	-	3,542	השקעות אחרות לזמן קצר
			פקדונות בתאגידים בנקאיים :
0.7-1.7	169,479	107,044	בדולרים
-	184	175	בשקלים
	<u>278,826</u>	<u>133,537</u>	
			במסגרת נכסים לא שוטפים :
			פקדונות בתאגידים בנקאיים :
1.8	101,482	133,998	בדולרים

ביאור 5 - חייבים ויתרות חובה :
הרכב:

31.12.2017	31.12.2016	
27,782	25,519	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות ¹¹
178	219	צדדים קשורים (ראה ביאור 21 להלן)
2,918	10,737	הוצאות מראש ויתרות חובה
<u>30,878</u>	<u>36,475</u>	

סך-הכל

ביאור 6 - השקעה בחברה כלולה :

- א.** ראה ביאור 1ג בדבר מכירת זכויות בחזקות תמר ודלית לחברת תמר פטרוליום בע"מ (להלן בסעיף זה: "**החברה הכלולה**"), חברה ציבורית.
- ב.** נכון ליום 31.12.2017 מחזיקה השותפות ב 40% מההון המונפק והנפרע וב- 16.67% מזכויות ההצבעה של החברה הכלולה. בחודש מרץ 2018 (לאחר תאריך הדוחות על המצב הכספי) רכשה תמר פטרוליום מנובל 7.5% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר ודלית, בין היתר בתמורה להקצאה פרטית של 43.5% ממניות תמר פטרוליום (לאחר ההקצאה). בעקבות האמור לעיל נכון למועד אישור הדוחות הכספיים מחזיקה השותפות בכ- 22.6% מהזכויות ההוניות ובכ- 16.67% מזכויות ההצבעה בתמר פטרוליום¹².

⁸ לעניין שיעבדים וערבויות ראה ביאור 12ח.

⁹ שיעור ריבית משוקלל.

¹⁰ כולל נגזר פיננסי בסך 432 אלפי דולר (ראה ביאור 22 להלן).

¹¹ לרבות יתרות כספיות אצל מפעילת העסקאות המשותפות.

¹² יובהר, כי לא חל שינוי בזכויות ההצבעה של השותפות בחברה הכלולה בעקבות השלמת העסקה האמורה עם נובל, וזאת בשל ויתורה של נובל על כל זכויות ההצבעה הצמודות למניות תמר פטרוליום שהוקצו לה.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 6 - השקעה בחברה כלולה (המשך):

ג. להלן מידע פיננסי תמציתי בדבר חלקה של השותפות בחברה הכלולה המטופלת לפי שיטת השווי המאזני:

31.12.2017	
119,791	עלות השקעה
10,042	רווחים שנצברו
<u>129,833</u>	סך הכל

ד. להלן נתונים תמציתיים מהדוחות הכספיים של החברה הכלולה (100%):

31.12.2017	
575,312	נכסים
<u>678,448</u>	התחייבויות
98,695	רווח לפני מס
<u>88,226</u>	רווח לשנה

ה. להלן שווי שוק של החברה הכלולה לפי המחיר בבורסה (100%):

<u>287,136</u>	ליום 31 בדצמבר 2017
<u>496,320</u>	בסמוך למועד אישור הדוחות הכספיים

ו. ביום 20 במרץ 2018 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) החליט דירקטוריון החברה הכלולה על חלוקת דיבידנד לבעלי מניותיה בסך של כ-32 מיליון דולר (כ-0.36 דולר למניה) מזה חלק השותפות כ-7.2 מיליון דולר.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז:

א. הרכב:

1. הרכב לפי נכסים:

נכסי חיפוש והערכה	נכסי נפט וגז¹³	סך הכל	עלות¹⁴
212,713	2,220,925	2,433,638	יתרה ליום 1 בינואר 2016
73,530	90,005	163,535	שינויים במהלך שנת 2016:
(147,680)	-	(147,680)	השקעות
138,563	2,310,930	2,449,493	גריעות
755	508,645	509,400	יתרה ליום 31 בדצמבר 2016
¹⁵ (25,132)	(448,384)	(473,516)	שינויים במהלך שנת 2017:
114,186	2,371,191	2,485,377	השקעות
-	416,382	416,382	גריעות
-	55,784	55,784	יתרה ליום 31 בדצמבר 2017
-	472,166	472,166	פחת נצבר¹⁶
-	51,324	51,324	יתרה ליום 1 בינואר 2016
-	(61,784)	(61,784)	שינויים במהלך שנת 2016:
-	461,706	461,706	פחת והפחתות
138,563	1,838,764	1,977,327	פחת והפחתות ¹⁷
114,186	1,909,485	2,023,671	גריעות
114,186	1,909,485	2,023,671	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2016
114,186	1,909,485	2,023,671	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2017

¹³ כולל יתרת עלות מופחתת של סילוק נכסים לתאריך הדוח על המצב הכספי בסך כ-24.7 מיליון דולר (31.12.2016: כ-31.7 מיליון דולר).

¹⁴ לפרטים בדבר עלויות אשראי שהווננו, ראה ביאור 19 בלהל.

¹⁵ בעיקר בקשר עם הפחתת קידוח דולפין (ראה סעיף 8 להלן). היתרה נכללת במסגרת סעיף הוצאות פחת אזילה והפחתות.

¹⁶ שיעור ההפחתה הממוצע של הנכסים המפיקים בפרויקט תמר כ-4.7% ובפרויקט ים תטיס כ-37%, בהתאם לרכיב המופחת (2016: כ-4.5%-7.7%).

¹⁷ היתרה אינה כוללת בעיקר עדכון בסך של כ-17 מיליון דולר בקשר עם התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

א. הרכב (המשך):

2. הרכב לפי עסקאות משותפות:

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	
		נכסי נפט וגז :
1,298,945	903,144	עסקה משותפת "מיכל מתן" (סעיף ג1 וביאור 112)
535,260	1,003,950	עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג2 וביאור 112)
4,559	2,391	עסקה משותפת "ים תטיס" (סעיף ג4)
<u>1,838,764</u>	<u>1,909,485</u>	
		נכסי חיפוש והערכה :
24,446	-	עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג2)
114,117	114,186	בלוק 12 קפריסין (סעיף ג3)
<u>138,563</u>	<u>114,186</u>	
<u>1,977,327</u>	<u>2,023,671</u>	סך-הכל

ב. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז :

חלקה של השותפות	הזכות בתוקף עד	שם הזכות	סוג הזכות	
48.5%	10.6.2032	אשקלון I/10	חזקה	ים תטיס
48.5%	31.1.2030	נועה I/7	חזקה	ים תטיס
22% ¹⁸	1.12.2038	תמר I/12	חזקה	מיכל מתן
22% ¹⁹	1.12.2038	דלית I/13	חזקה	מיכל מתן
45.34%	13.2.2044	לוויתן צפון I/15	חזקה	רציו ים
45.34%	13.2.2044	לוויתן דרום I/14	חזקה	רציו ים
30%	2023.5.2016 ²⁰	בלוק 12	זיכיון מכח PSC	בלוק 12 בקפריסין
52.941%	20.4.2020	אלון D/367	רישיון	אלון D

תוקפן של זכויות הנפט מוארך מדי פעם והוא מותנה במילוי התחייבויות מסויימות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט. למידע בדבר טובת הנאה בגין הזכות לקבלת תמלוגים ממכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין ראה ביאור 8 להלן. למידע נוסף ראה סעיף 8 להלן.

¹⁸ לא כולל החזקת השותפות בעקיפין בחזקת תמר באמצעות החזקת השותפות במניות תמר פטרוליום בע"מ בשיעור של 3.7% (מתוך 100%) (לעניין הסכם מכירת זכויות לתמר פטרוליום ראה סעיף ג1 להלן). לאחר השלמת העסקה בין תמר פטרוליום לנובל בדבר רכישת זכויות נוספות בחזקת תמר (ראה ביאור 6 לעיל) ההחזקה העקיפה המועדכנת הינה בשיעור של 3.7855%.

¹⁹ לא כולל החזקת השותפות בעקיפין בחזקת דלית באמצעות החזקת השותפות במניות תמר פטרוליום בע"מ בשיעור של 3.7% (מתוך 100%) (לעניין הסכם מכירת זכויות לתמר פטרוליום ראה סעיף ג1 להלן). לאחר השלמת העסקה בין תמר פטרוליום לנובל בדבר רכישת זכויות נוספות בחזקת דלית (ראה ביאור 6 לעיל) ההחזקה העקיפה המועדכנת הינה בשיעור של 3.7855%.

²⁰ לפרטים בדבר תוקף הזיכיון ראה סעיף ג3 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז:

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו - "דלית"):

א) עסקה משותפת "מיכל מתן" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות "תמר" ו"דלית". נובל הינה מפעילת העסקה המשותפת (ראה ביאור 12ה). ההפקה ממאגר תמר החלה במחצית הראשונה של שנת 2013.

ב) מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות במאגרים תמר ודלית:

ביום 2 ביולי 2017 חתמה השותפות על הסכם מכר (להלן: "הסכם המכר" או "ההסכם") עם חברת תמר פטרוליום בע"מ (להלן: "תמר פטרוליום" או "החברה") להעברת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר ודלית²¹. בתמורה לכ- 3 מיליארד ש"ח. העסקה הושלמה ביום 20 ביולי 2017. להלן עיקרי הסכם המכר:

- (1) השותפות התחייבה, למכור ולהעביר לתמר פטרוליום זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית בכפוף להתחייבויות הקיימות לתשלום תמלוגי על לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים, וכן את החלק היחסי (9.25%) מהזכויות והתחייבויות על פי הסכם התפעול המשותף, הסכמי מכירת הגז מחזקות תמר, הסכם השימוש במתקני ים תטיס, מניות חברת תמר 10 אינטש בע"מ, אישור ההפעלה של פלטפורמת תמר ואישורי הייצוא מתמר (לעיל ולהלן: "הממכר").
- (2) תמורת הממכר שולם לשותפות סך של כ- 3 מיליארד ש"ח (כ- 837 מיליון דולר) במזומן ומניות בשיעור של 40% מהון החברה המוצגות בסעיף השקעה בחברה כלולה.
- (3) החברה התחייבה כי תפעל לאפשר לשותפות לבצע הצעת (מכר) מדף למניות שהוקצו לה, בכפוף לסייגים ומגבלות מסויימים, לרבות תקופת חסימה שתחול על המניות כמפורט להלן.
- (4) מתוך סכום התמורה במזומן שהגיע לשותפות, הועמדה הלוואה לחברה בסך של 34 מיליון דולר, נושאת ריבית בשיעור של 3% לשנה. במהלך החודשים עד וכולל אוקטובר 2017 פרעה החברה את מלוא ההלוואה בתוספת ריבית שנצברה.
- (5) המועד הקובע לצורך חישוב סכום התמורה והעברת הזכויות והחובות בגין הממכר לתמר פטרוליום הינו 1 ביולי 2017 (להלן: "המועד הקובע").

בהסכם נקבע כי השותפות²² תמשיך לשאת באחריות ביחס לנושאים הבאים גם לאחר מועד השלמת העסקה: הבוררות בגין תעריף רכיב היצור (ראה ביאור 12א7 להלן), התביעה בעניין התמלוגים ביחס למכירת הגז מפרויקט תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס לרבות ביחס לכל חבות בקשר להליכים אלה שתיגרם בתקופה שלאחר המועד הקובע; הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (ראה ביאור 12ט2 להלן), זאת ביחס לסכומים שנתקבלו על-ידי השותפות בתקופה שלפני המועד הקובע; חבות בגין מיסים ותמלוגים למדינה ביחס לתקופה שלפני המועד הקובע, או ביחס לכל רווח, הכנסה או תקבול של השותפות בקשר עם הממכר (לרבות אם שומת המס כאמור התבצעה לאחר המועד הקובע), למעט מיסים המתייחסים לדוחות שהוגשו לפני המועד הקובע לרשויות המס בקשר עם חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, תשע"א-2011);

- (6) מיסים החלים על השותפות בקשר עם העברת הממכר לחברה; חבויות לספקים או ללקוחות של השותפות בגין הממכר המתייחסות לתקופה שעד למועד הקובע, למעט אם בוצעו הפרשות בגין חבויות כאמור בדוחות הכספיים של החברה; וכן חבויות ככל שיהיו בקשר עם דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ.

²¹ ביום 5 ביולי 2017 אישרה האסיפה הכללית את מתווה מכירת הזכויות האמורות.

²² על בסיס חלקה של השותפות טרם מכירת הזכויות האמורות.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו- "דלית") (המשך):

(ב) מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות במאגרים תמר ודלית (המשך):

(7) החברה נשאה בכל התשלומים, ההוצאות והאגרות למדינה (למעט מיסים כאמור לעיל) ששימשו לשם העברת הממכר לחברה וקבלת האישורים. כמו כן נשאה החברה בכל ההוצאות והעלויות הקשורות להנפקת אגרות חוב שגייסה החברה בקשר עם הסכם המכר. השותפות נשאה בהוצאות והעלויות של היועצים והמומחים בקשר עם הנפקת המניות של החברה בקשר עם הסכם המכר.

(8) בהסכם המכר נתנה השותפות מצגים שונים, כמקובל בעסקאות מעין אלו, לרבות התחייבות לשיפוי בגין הפרת מצגים. כמו כן נקבעו הוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה, לרבות לעניין מנגנון פתרון סכסוכים, פרשנות ומסירת הודעות.

(9) עוד נקבע במסגרת הסכם המכר כי ככל שהשותפות תחזיק במניות החברה לאחר השלמת הנפקת המניות, אזי השותפות מוותרת באופן חד צדדי על כל זכויות ההצבעה הנלוות לכל המניות המוחזקות על-ידה מעבר למניות בכמות השווה ל-12% ממניות החברה לאחר השלמת ההנפקה. למען הסר ספק, הובהר כי כל הזכויות ההוניות הצמודות למניות המוחזקות על-ידי השותפות תישארה בתוקפן המלא, ובכלל זה: הזכות לקבלת דיבידנדים, מניות הטבה, זכויות והזכות לקבלת עודף נכסים בפירוק החברה. המניות העודפות מעל 12% כאמור (להלן: "המניות העודפות") תופקדנה על-ידה אצל נאמן אשר יפעל על-פי כתב הוראות בלתי חוזר שיקבע, בין היתר, כדלקמן: המניות העודפות תכלולנה גם מניות הטבה או זכויות, או מניות הנובעות מזכויות כאמור, שתוקצנה לשותפות בגין המניות העודפות כחלק מהנפקת מניות הטבה ו/או זכויות לכלל בעלי מניות החברה. בכל הנוגע להנפקת זכויות אם תהיה בעתיד, הנאמן יקבל הוראה מהשותפות באם לממש את הזכות או למוכרה.

הנאמן יעביר לשותפות כל דיבידנד שיקבל בגין המניות העודפות. בכל עת שבה תבקש השותפות למכור את המניות העודפות, כולן או חלקן, לצד שלישי יעביר הנאמן את המניות האמורות למי שהשותפות תורה לו בכתב, כנגד קבלת תמורתן המלאה (אלא אם הורתה לו השותפות על העברת המניות קודם לקבל התמורה), ובלבד שהשותפות תודיע לנאמן בכתב את פרטי הנעבר ותחתום על כל מסמך שיידרש לצורך העברה כאמור. עם מכירתן או העברתן של המניות העודפות מהשותפות לצד שלישי כאמור לעיל, הן תהיינה זכאיות לכל הזכויות הצמודות למניות רגילות בחברה. השותפות התחייבה למכור תחילה את המניות העודפות, (אשר לאחר מכירתן, תקנינה לרוכש את מלוא הזכויות הצמודות להן לרבות זכויות הצבעה והון כאמור לעיל) וכן התחייבה כי כל עוד לא מכרה את המניות העודפות היא לא תרכוש מניות נוספות של החברה. יובהר לעניין זה כי מניות שתוקצנה לשותפות במסגרת הנפקת מניות הטבה ו/או הנפקת זכויות לא תחשבנה רכישה לצורך התחייבות זו. יצוין, כי על מניות החברה שתוקצנה לשותפות יחולו הוראות החסימה של הבורסה. כמו כן, בהתאם להסכם ההפצה של השותפות ותמר פטרוליום עם HSBC ו- JP Morgan מיום 18 ביולי 2017, התחייבה השותפות, במשך התקופה המסתיימת בתום 180 ימים ממועד תחילת המסחר במניות החברה (א) לא להציע, למכור, לשעבד או לבצע דיספוזיציות אחרות במניות או בניירות ערך המירים למניות החברה, (ב) לא לבצע עסקאות החלף, או הסדרים דומים אחרים שמהותם הכלכלית היא ביצוע דיספוזיציה כאמור, או (ג) לא להציע קבלת החלטה באסיפה כללית או לזמן אסיפה כללית שעל סדר יומה אישור הקצאה של מניות או ניירות ערך המירים למניות; והכל למעט במקרים הבאים: (1) אם נתקבלה לכך הסכמתם בכתב של המפיצים הבינלאומיים; (2) הקצאת המניות בהתאם להסכם ההפצה; (3) דיספוזיציה במענה להצעת מיזוג; (4) דיספוזיציה במסגרת תוכנית רכישה עצמית כללית של החברה; (5) דיספוזיציה מכוח הדין או על פי צו בית משפט מוסמך; (6) דיספוזיציה של מניות במסגרת מכירה פרטית ובלבד שהנעבר קבל על עצמו את המגבלות המפורטות בסעיפים (1) עד (5) לעיל.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו-"דלית") (המשך):

(ב) מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות במאגרים תמר ודלית (המשך):

(9) (המשך):

כמו כן התחייבה השותפות שלא להציע יותר מדירקטור אחד במסגרת האסיפות הכלליות המתכנסות לצורך מינוי דירקטורים. בתקנון החברה נקבעו הוראות המעגנות את הויתור האמור של השותפות על זכויות הצבעה הצמודות למניות שתחזיק בשיעור העולה על 12% מההון המונפק, כן נקבעו בתקנון החברה מספר הוראות שיחולו כל עוד תחזיק השותפות בשיעור העולה על 25% או יותר מהון המניות המונפק והנפרע של החברה, ובין היתר: הוראות לעניין ועדת מינויים שתוקם ככל שהחברה תבקש להציע לאסיפת בעלי המניות מועמדים לכהונה כדירקטורים בחברה; מגבלות על כשירות דירקטורים לפיהן כלל הדירקטורים פרט לאחד לא יהיה בעלי זיקה לשותפות; ומגבלה על אופן אישור עסקאות עם קבוצת דלק בע"מ או תאגיד בשליטתה.

ביום 20 ביולי 2017 התקיימו כל התנאים המתלים המפורטים בהסכם המכר, לרבות קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט (להלן: **"הממונה"**) להעברת הזכויות בחזקות תמר ודלית ורישומן בספר הנפט, ובעקבות כך הועברו הזכויות בשיעור 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית כנגד תמורה במזומן של כ- 3 מיליארד ש"ח (לא כולל הוצאות הכרוכות בהנפקת המניות של החברה) (להלן: **"התמורה במזומן"**), וכנגד הקצאת 19,990,000 מניות רגילות בנות 0.1 ש"ח ע.ג. כ"א של החברה (להלן: **"התמורה במניות"**).

מתוך סך התמורה במזומן, פרעה השותפות 320 מיליון דולר ארה"ב בפירעון מוקדם חלקי של ארבע סדרות אגרות חוב (סדרות 2018, 2020, 2023 ו-2025), המהווה שיעור של 20% מסך היתרה הבלתי מסולקת של כל אחת מסדרות אגרות החוב (היינו 80 מיליון דולר בכל אחת מהסדרות), בתוספת ריבית צבורה בסך כולל של כ- 1.1 מיליון דולר, והכל בהתאם להוראות שטר הנאמנות של אגרות החוב.

הרווח שנבע ממכירת הזכויות כאמור לעיל הסתכם לסך של כ- 572 מיליון דולר אשר נכלל בדוח על הרווח הכולל בסעיף "הכנסות אחרות, נטו". המניות שהוקצו לשותפות במסגרת התמורה שנתקבלה נמדדו לפי שוין ההוגן במועד ההכרה לראשונה והפער בין השווי כאמור לבין חלקה של השותפות בערכם בספרים של הנכסים נטו של החברה לאותו מועד ייוחס לנכסי נפט וגז ומופחת בהתאם לשיעור ההפחתה של נכסים אלו.

ביום 20 ביולי 2017 התקבלה החלטת מיסוי מרשות המסים הקובעת, בין היתר, את מועד תשלום המס בגין התמורה במניות, לפיה, בכפוף לתנאים ולהוראות המנויות בה:

(1) בגין רווח ההון שנבע לשותפות מהתמורה במזומן, תשלם השותפות מקדמות מס בהתאם לחוק.

(2) מועד תשלום המס בגין רווח ההון הנובע מהתמורה במניות ידחה עד לקרות אחד מאלה (להלן:

"המס הדחוי"):

(א) במועד מימוש מניות החברה לרבות ירידה בשיעור החזקה בעקבות דילול, ישולם המס הדחוי

בגין חלק המניות הממומשות מכלל המניות המוחזקות לפני המימוש; במועד שבו ירד שיעור

האחזקה של השותפות במניות החברה ל-5% ומטה, תשולם מלוא יתרת המס הדחוי.

(ב) אם תוכרז חלוקת רווחים בשותפות לאחר ה-1 באוגוסט 2017, בהיקף העולה על סכום רווח

ההון מהזכויות הנמכרות, בניכוי המס ששולם בגינו, ישולם מתוך המס הדחוי, סך השווה ל-

25% מסכום החלוקה שהוכרז אודותיה כאמור, ולא יותר מיתרת המס הדחוי (חלוקת

רווחים אשר תוכרז לפני מועד זה, לא תגרור הקדמת תשלום המס הדחוי).

(ג) כאשר החברה תחלק דיבידנד לבעלי מניותיה, ישולם מס דחוי בסכום השווה ל-25% מסכום

הדיבידנד שיתקבל על-ידי השותפות ולא יותר מיתרת המס הדחוי שטרם שולמה.

(3) השותפות תהא רשאית להקדים לפי שיקול דעתה הבלעדי את מועד תשלום המס הדחוי.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו- "דלית") (המשך):

(ב) מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות במאגרים תמר ודלית (המשך):

(9) (המשך):

4) על מנת לאפשר למחזיקי יחידות ההשתתפות ליהנות מהסדר דחיית המס הקבוע בהחלטת המיסוי, נקבע כי בתעודות המס שיוצאו למחזיקים הזכאים בגין שנת המס, ידווח אך ורק רווח ההון שהמועד לתשלומי חל באותה שנת מס על-פי הקבוע בהחלטת המיסוי. כן הוסכם כי על רווח ההון הנ"ל, לרבות רווח ההון שידווח בשנים הבאות כתוצאה ממכירת מניות החברה, יחולו שיעורי המס החלים בשנת 2017. מחזיק יוכל לקזז את הרווח האמור אך ורק מהפסד שנוצר בידו עד וכולל לשנת המס 2017.

בחודש אוגוסט 2017 שילמה השותפות מקדמת מס על חשבון רווח ההון בסך של כ- 557.5 מיליון ש"ח (כ- 160 מיליון דולר). בהמשך לאמור לעיל בגין המס הדחוי רשמה השותפות מיסים לשלם ע"ח בעלי היחידות בסך של כ- 25 מיליון דולר (כ- 87 מיליון ש"ח) המוצגים במסגרת התחייבויות אחרות לזמן ארוך כנגד הון השותפות.

להערכת השותפות ובהתבסס על דוחות הפרופורמה של החברה הכלולה לתאריך הדוח על המצב הכספי, השפעת הפסד שנובע מירידה בשיעור החזקותיה בחברה הכלולה כמפורט בביאור 6 הסתכם בסך של כ- 5.5 מיליון דולר.

ג) פרטים נוספים לגבי פעילות עסקה משותפת מיכל מתן:

1) תכנית הפיתוח בפרויקט "תמר":

תוכנית הפיתוח של פרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח") כללה בעיקרה, 5 בארות שכל אחת מהן יכולה להפיק כ-250 MMCF ליום, (כיום מאגר תמר כולל 6 בארות כולל קידוח תמר 8, ראה פסקה ד להלן). הגז מוזרם משדה תמר באמצעות שני צינורות בקוטר 16" לפלטפורמת טיפול שהוקמה מול חופי אשקלון (להלן: "פלטפורמת תמר"), כ-2 ק"מ צפונית לפלטפורמה של פרויקט ים תטיס. מפלטפורמת תמר מוזרם הגז הטבעי בצינור 30" למתקן הקבלה ומשם למערכת ההולכה הארצית של נת"ז, באופן המאפשר קיבולת אספקה מקסימאלית של כ-1 BCF ליום. לשם הגדלת יכולת האספקה ממאגר תמר, הושלמו במהלך המחצית הראשונה של שנת 2016 עבודות התקנה והרצה תפעולית של שלושה מדחסים ומערכות עזר נלוות בעלות של כ- 257 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 56.5 מיליון דולר). יכולת אספקת הגז מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נת"ז עומדת על כ- 1.1 BCF ליום בהפקה מקסימאלית. ביום 29 באוגוסט 2016 העניק שר האנרגיה לשותפי תמר רישיון להפעלת צינור 10", אשר יועד במקור להובלת קונדנסט מפלטפורמת תמר, לשם העברת גז טבעי בכדי להגדיל את כושר אספקת הגז.

2) בחינת אפשרות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ולאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס כאמור, מכתב כוונות בלתי מחייב לניהול משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר לחברת Union Fenosa Gas SA (להלן: "UFG"), אשר נחתם בשנת 2014 בין שותפי תמר לבין חברת UFG, אינו רלוונטי עוד (כמתואר בביאור 12ג להלן).

למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים שותפי תמר אפשרויות שונות לאספקת גז טבעי לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים, בין על בסיס מזדמן (interruptible) ובין על בסיס קבוע. לאור האמור לעיל, ולאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס כאמור לעיל, בוחנים שותפי תמר אפשרויות לביצוע הרחבה של יכולת האספקה מפרויקט תמר, ככלל שתידרש. הרחבת יכולת האספקה עשויה לכלול מספר קידוחי הפקה נוספים אשר יחוברו למערך ההפקה הקיים, וכן צינור אספקה נוסף משדה תמר לפלטפורמות תמר ומרי B. כמו כן, נבחנים הצורך והאופן של השדרוג הנדרש של פלטפורמות תמר ומרי B.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו-"דלית") (המשך):

ד) בחודש אוקטובר 2016 החל קידוח פיתוח והפקה "תמר-8", אשר נועד, בין היתר, להגדיל את היתירות במערכת ההפקה ולאפשר אספקה מירבית ממאגר תמר בעת ביקושי השיא. הקידוח הסתיים (כולל השלמה וחיבור למערכת ההפקה) בחודש אפריל 2017 והחלה הזרמת הגז הטבעי ממנו. עלות הקידוח לרבות ההשלמה ופיתוח המערכת הת-ימית וחיבור הקידוח לתשתית הקיימת בתמר, הינה כ-238 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-52.4 מיליון דולר).

ה) מאגר תמר South West ופיתוחו:

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר South West ("תמר SW"), אשר הוגשה לממונה בחודש אפריל 2014, עתיד מאגר תמר SW להיות מפותח על ידי חיבורו למתקנים התת ימיים של פרויקט תמר. ביום 4 ביוני 2014 דחה הממונה את התוכנית לפיתוח מאגר תמר SW במתכונת הנ"ל, לאור העובדה שחלק מהעתודות במאגר תמר SW גולשות לרישיון ערן. בהמשך לכך, הגישה השותפות ביחד עם שותפי תמר עתירה לבג"ץ (ראה סעיף 8 להלן), כנגד החלטת הממונה בקשר לאי מתן אישור לפיתוח מאגר תמר SW (להלן בסעיף זה: "העתירה"). ביום 1 בדצמבר 2014 החליט בית המשפט על מחיקת העתירה, מטעמים של אי מיצוי הליכים. במסגרת פסק הדין הוחלט שבתוך 30 יום יוגש ערעור לשר האנרגיה, וצוין כי החלטת שר האנרגיה בערעור תינתן בהקדם האפשרי תוך 3 חודשים מיום הגשתו.

בהתאם להסכמה כאמור, הגישו שותפי תמר ביום 9 בדצמבר 2014 ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה החלטה בערעור. יצוין כי ביצוע קידוח תמר-8 כאמור בפסקה ד לעיל, איפשר את דחיית פיתוח מאגר תמר SW, בהתאם לתכנית הפיתוח וההפקה של הפרויקט. להערכת שותפי תמר, פיתוח מאגר תמר SW וחיבורו יידחה ויתבצע בעתיד בהתאם לתוכנית ההפקה והפיתוח של הפרויקט.

ו) ביום 20 בספטמבר 2017, החלה המפעילה בביצוע עבודות שדרוג ושיפור בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה (להלן: "עבודות השדרוג") וזאת בשני פרקי זמן, כאשר בכל אחד מפרקי הזמן האמורים הוזרם גז טבעי משדה תמר לפלטפורמת הפקה של פרויקט תמר באמצעות צינור אחד בלבד מתוך שניים, ובהיקף של מחצית מקיבולת ההפקה המקסימלית. במהלך עבודות השידרוג התגלה סדק בצנרת האוורור המשמשת לשחרור גז טבעי ולחץ מהפלטפורמה בעתות שגרה וחירום (להלן: "הסדק" או "התקלה").

בעקבות איתור הסדק, ובהתאם לנהלים הקיימים בפלטפורמת תמר, הופסקה באופן מבוקר ביום 21 בספטמבר 2017 אספקת הגז הטבעי ממאגר תמר. המפעילה הודיעה לשותפי תמר כי לא קיימת כל חשיפה בטיחותית וסביבתית. לאחר ניתוח הנדסי מקיף, החליטה המפעילה להמשיך בעבודות השדרוג המתוכננות וזאת במקביל לתיקון התקלה. שותפי תמר פעלו ליידע את לקוחותיהם כנדרש, בהתאם לתנאי הסכמי אספקת הגז שנחתמו עימם, וכן עמדו בקשר רציף ופעלו בתיאום מלא עם משרדי הממשלה השונים. יצוין, כי ביום 27 בספטמבר 2017 חודשה הזרמת גז טבעי ממאגר תמר לאחר שלילה לפני השלימה המפעילה את תיקון התקלה. עלויות תיקון התקלה וההשפעה על הכנסות השותפות אינן מהותיות. עוד יצוין, כי ביום 10 באוקטובר 2017 הסתיימו עבודות השדרוג כמתוכנן. עבודות השדרוג לא השפיעו מהותית על הכנסות השותפות ממכירת גז טבעי.

ז) הערכת עתודות הגז הטבעי והקונדנסט בשדה הגז "תמר":

על פי דוח שהוכן בחודש פברואר 2018 ע"י חברת Netherland Sewell & Associates Inc (להלן: "NSAI" שהינה מעריכת עתודות ומשאבים מוסמכת, מומחית ובלתי תלויה), על פי כללי SPE-PRMS, עתודות הגז הטבעי בפרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגות כעתודות בהפקה, נכון ליום 31 בדצמבר 2017, והמסווגות Proved Reserves, הינן כ-BCM 221.9 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ-BCM 313.2.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

1. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו- "דלית") (המשך):

ז. הערכת עתודות הגז הטבעי והקונדנסט בשדה הגז "תמר" (המשך):

על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר תמר ותמר SW, המסווגות כעתודות בהפקה, נכון ליום 31 בדצמבר 2017, המסווגות Proved Reserves הינה כ-10.2 Million Barrels, וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ-14.4 Million Barrels. העתודות לעיל אינן כוללות את העתודות הגולשות לרישיון ערן. ראה סעיף 6 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ח. קידוח "דלית":

בשנת 2009 בוצע הקידוח הימי "דלית", במרחק של כ-50 ק"מ מחוף ישראל, אשר בעקבותיו הוכרז על ממצא מסחרי.

על פי דוח שהוכן בחודש מרץ 2018 ע"י NSAI, על פי כללי PRE-PRMS, כמות המשאבים המותנים בחזקת "דלית", המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 31 בדצמבר 2017, נעה בין כ-6.1 BCM (האומדן הנמוך) לכ-9.5 BCM (האומדן הגבוה). בדוח המשאבים מצויין כי המשאבים המותנים באישור פרויקט, הכולל תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירת גז טבעי. ראה סעיף 6 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ודלית, הגישו לממונה תוכנית פיתוח של מאגר תמר הכוללת, בין היתר, התייחסות לפיתוח חזקת דלית. כמו כן, השותפות ביחד עם שותפי חזקות תמר ודלית מעדכנים מיפוי של מאגר דלית וכן מבצעים ניתוח של המאגר, וזאת בהתבסס על סקר סייסמי שבוצע.

2. עסקה משותפת "רציו ים":

א. העסקה המשותפת רציו ים הינה עסקה משותפת לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום (להלן: "החזקות"). נובל הינה מפעילת העסקה המשותפת. (ראה ביאור 12 להלן).

ב. קבלת חזקות I/14 "לווייתן דרום" ו-I/15 "לווייתן צפון":

בחודש מרץ 2014 העניק הממונה לשותפים ברישיונות, שני שטחי חזקה חלף הרישיונות - חזקה I/14 "לווייתן דרום" וחזקה I/15 "לווייתן צפון". שטחי החזקות כוללים את שדה הגז "לווייתן", כאשר שטח חזקה I/14 "לווייתן דרום" נכלל בשטח רישיון "רחל" ושטח חזקה I/15 "לווייתן צפון" נכלל בשטח רישיון "עמית". בשטחי החזקות נקבעו, בין היתר, הוראות לעניין לוחות זמנים לפיתוח השדה, הוראות לעניין הקמה והפעלה של המתקנים שבחזקות, אחריות, ביטוח וכיו"ב.

ג. תכנית לפיתוח מאגר לווייתן:

בחודש יוני 2016, אושרה תכנית הפיתוח על ידי הממונה כפי שהוגשה על ידי נובל. במכתב האישור ציין הממונה כי על פי חוות דעת של חברה בינלאומית שניתנה למשרדו, כמות הגז הטבעי המשווערת אשר תופק ממאגר לווייתן הינה TCF17.6 וזאת לפי תכנית ההפקה אשר הוגשה (להלן: "כמות ההפקה המשווערת"). כן ציין הממונה, כי עם קבלת נתונים נוספים אודות המאגר בדגש על ביצוע קידוח "לווייתן 5" (ראה סעיף ד להלן), וכן עם קבלת נתונים שיתקבלו במהלך ההפקה מהשדה, כמות ההפקה המשווערת תעודכן, בין היתר, לצורך חישובי אישורי יצוא, ככל שיידרש.

במקביל לביצוע פעולות מיפוי והערכה על-ידי המפעילה, הועברו נתוני קידוח לווייתן 5 על מנת לספק את מלוא המידע הרלוונטי לצורך חישובי אישורי יצוא, כאמור לעיל. יצוין, כי הערכת המשאבים בחוות הדעת האמורה הינה שונה מהערכת המשאבים של שותפי לווייתן כאמור בדוח המשאבים שניתן לשותפות על-ידי NSAI.

יחד עם זאת, יודגש, כי להערכת השותפים, כמות ההפקה המשווערת כפי שהציג הממונה, מספקת לשם יישומה של תכנית הפיתוח, בהיקף הפקה של כ-BCM21 בשנה כפי שאושרה, במלואה, ומספקת לשם יישומם של מלוא הסכמי הייצוא הרלבנטיים לתכנית הפיתוח בהיקף זה.

ביום 23 בפברואר 2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (FID- Final Investment Decision) לפיתוח שלב 1א בתכנית הפיתוח למאגר לווייתן, בקיבולת של כ-BCM12 לשנה, בתקציב של כ-3.75 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות כ-1.7 מיליארד דולר).

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):
ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ג) תכנית לפיתוח מאגר לווייתן (המשך):

נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי הושקע סך של כ- 953 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 432 מיליון דולר, וזאת במטרה לאפשר תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן עד סוף שנת 2019. התכנית לפיתוח מלא של מאגר לווייתן כוללת אספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: **"תכנית הפיתוח"** או **"התכנית"**), שעיקרה כדלקמן:

(1) 8 קידוחי הפקה (מהם שלושה שכבר נקדחו ושבמסגרת תכנית הפיתוח יושלמו להפקה) יחוברו בצנרת תת ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: **"הפלטפורמה"**), שתוקם בים בהתאם להוראות תמ"א 37/ח, ושעליה יותקנו כל מערכות הטיפול בגז והקונדנסט. מהפלטפורמה יזרום הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: **"נתג"ז"**) כפי שהוגדרה בתמ"א 37/ח (להלן: **"נקודת החיבור לנתג"ז"**). ביום 5 באפריל 2016 אישרה המועצה הארצית לתכנון ובניה את עיקרי תכנית הפיתוח כאמור, בהתאם להוראות התמ"א.

(2) יכולת ההפקה, הטיפול וההולכה של הבארות, הפלטפורמה, הצנרת המובילה אליה מהשדה והמתקנים הנלווים לרבות הצנרת מהפלטפורמה לנקודת החיבור לנתג"ז (בסעיף זה להלן ביחד: **"מערכת ההפקה"**) מתוכננת לעמוד על כ- BCM 21 לשנה. הגז שיוספק בנקודת החיבור לנתג"ז ייועד למשק המקומי ולאספקה באמצעות מערכת ההולכה הארצית למדינות שכנות. בנוסף, תכלול הפלטפורמה נקודת יציאה נוספת המיועדת לחיבור לצנרת ימית בקיבולת של עד כ- BCM 12 בשנה אשר תיועד בעיקרה לייצוא למדינות באזור.

(3) תכנית הפיתוח תיושם בשני שלבים, בהתאם לבשלות השווקים הרלוונטיים, כמפורט להלן:

שלב א' - הכולל ארבעה קידוחי הפקה והתקנת הפלטפורמה עם מתקני טיפול בקיבולת של כ- 12 BCM לשנה, בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (100%);

שלב ב' - הכולל ארבעה קידוחים נוספים, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הטיפול הכוללת של הפלטפורמה בכ- 9 BCM נוספים לשנה לצורך אספקת גז טבעי לשווקי יעד נוספים, בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (100%).

(4) יצוין, כי על מנת לאפשר הפקה בהיקף כפי שיידרש מעת לעת, ולהפיק את המשאבים במאגר לווייתן במהלך חיי הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים.

כמו כן, ככל שהיקף הביקושים לגז יעלה מעבר לקיבולת של מערכת ההפקה, כפי שהוגדרה בתכנית הפיתוח, יפעלו שותפי לווייתן לעדכון תוכנית הפיתוח באופן שיאפשר הוספת מתקני טיפול נוספים שאינם נכללים כיום בתוכנית הפיתוח (מעבר ל- BCM 21 בשנה).

ד) קידוחי פיתוח במסגרת תכנית הפיתוח:

(1) בחודש דצמבר 2016 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח הערכה והפקה "לווייתן 5" בשטח חזקת I/15 לווייתן צפון (להלן בסעיף זה: **"הקידוח"**). הקידוח יישמש בעתיד גם כקידוח הפקה. בחודש יולי 2017 הסתיים הקידוח, לאחר שהגיע לעומקו הסופי המתוכנן ולאחר שאומת בו קיומו של גז טבעי בשלוש שכבות מאגר לווייתן (חולות A, B ו-C), בהתאם להערכתה המוקדמת של המפעילה בקידוח.

עלות הקידוח ליום הדוחות על המצב הכספי הינה כ- 94 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ- 42.6 מיליון דולר, לא כולל עלות השלמתו וחיבורו למערך ההפקה של מאגר לווייתן.

(2) בחודש מרץ 2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה "לווייתן 7" בשטח חזקת I/14 לווייתן דרום (להלן בסעיף זה: **"הקידוח"**). הקידוח הינו קידוח פיתוח ויחובר בהמשך כקידוח הפקה, למערכת ההפקה של פרויקט לווייתן.

בחודש יולי 2017, לאחר שחלקו העליון של קידוח לווייתן 7 נקדח ברצף יחד עם קידוח לווייתן 5, מפעילת הקידוח סיימה את ההתקשרות עם אסדת הקידוח Advantage Atwood לאור האפשרות להתקשרות עם אסדת קידוח חלופית בעלויות נמוכות משמעותית.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ד) קידוחי פיתוח במסגרת תכנית הפיתוח (המשך):

(2) (המשך):

במהלך חודש אוגוסט 2017 התקשרה נובל עם אסדת קידוח, Ensco DS-7 (להלן: "אסדת הקידוח"), אשר תקדח את חלקו התחתון של קידוח לווייתן 7 והן את חלקו התחתון של קידוח לווייתן 3 עד לעומקם הסופי החל מהרבעון הראשון של שנת 2018 ולאחר מכן תבצע השלמה (completion) של קידוחי ההפקה בפרויקט לווייתן, עלות חלקו העליון של הקידוח לתאריך הדוח על המצב הכספי הינה כ-16 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-7.3 מיליון דולר).

יצוין, כי אסדת הקידוח תהא כשירה, בין היתר, לקדוח למטרות עמוקות, אם וככל שקידוח למטרות העמוקות בחזקות לווייתן יאושר על ידי שותפי לווייתן (ראה סעיף ו להלן).

3) בחודש פברואר 2018 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) קיבלו שותפי לווייתן החלטה בדבר ביצוע קידוח פיתוח והפקה "לווייתן 23" בשטח חזקת I/15 לווייתן צפון (להלן בסעיף זה: "הקידוח"). מטרת הקידוח הינה לסיים את קדיחת חלקו התחתון של קידוח לווייתן 3, כדי להכניס לקראת השלמה (Completion), כך שישתלב במערך קידוחי ההפקה במאגר לווייתן, וזאת במסגרת תכנית הפיתוח. תקציב הקידוח הינו כ-38 מיליון דולר ארה"ב (100%, חלק השותפות כ-17.2 מיליון דולר) (ללא עלות השלמתו וחיבורו למערך ההפקה של מאגר לווייתן).

יצוין כי עלות הקידוחים כאמור לעיל כלולה בתקציב לפיתוח שלב 1א בתכנית הפיתוח.

ה) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לווייתן:

בחודש מרץ 2018 התקבל מחברת NSAI דוח הערכת עתודות ומשאבים מותנים ומנובאים בחזקות, מעודכן ליום 28 בפברואר 2018. על פי הדוח, כמות המשאבים הכוללת מוערכת בכ-605 BCM ומחולקת לקטגוריות של משאבים המסווגים כעתודות ומשאבים המסווגים כמותנים. כמות העתודות המאושרות לפיתוח (Approved For Development), המסווגות Proved Undeveloped הינן כ-266.5 BCM וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינן כ-358.3 BCM.

בנוסף, עתודות הקונדנסט בחזקות המסווגות כעתודות המאושרות לפיתוח המסווגות Proved Undeveloped הינן כ-16.9 Million Barrels וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ-22.7 Million Barrels.

בדוח המשאבים המותנים חולקו המשאבים המותנים לשתי קטגוריות, המתייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

שלב 1א (Phase I - First Stage) - משאבים מותנים המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. ופיתוחים עתידיים (Future Development) - משאבים המותנים בקבלת החלטת השקעה נוספת, בהתאם לשלב 1ב בתוכנית הפיתוח ולשלב נוסף (ככל שתעודכן תוכנית הפיתוח) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי נעות בין כ-339.2 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-207.3 BCM (האומדן הנמוך) ומשאבים המותנים בקונדנסט נעות בין כ-21.5 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-13.1 Million Barrels (האומדן הנמוך).

ו) קידוח למטרות עמוקות:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפים בפרויקט לווייתן בוחנים חלופות שונות לביצוע קידוח למטרות עמוקות בשטח חזקות לווייתן, במסגרת תוכנית קידוחים רחבה יותר שעשויה לכלול קידוחי חיפוש והפקה נוספים בנכסי נפט וגז בהם פועלת המפעילה באזור וכן בחינה של זמינות אסדה מתאימה באזורנו לשם ביצוע קידוח יחיד. בהקשר זה יובהר כי לא הובאה לאישור השותפים החלטה על ביצוע ותקציב לקידוח וטרם הוחלט על מועד צפוי לקידוח, ככול שיוחלט על ביצועו.

²³ יובהר, כי קידוח לווייתן-3 נקדח כבר בשנת 2011 כקידוח הערכה, ועניינה של ההחלטה כאמור הוא בהכנתו לקראת השלמה והסבתו לקידוח פיתוח והפקה בהתאם לתוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, לרבות באמצעות קדיחת חור קידוח חדש (side-track) מתוך הקידוח הקיים, מעומק של כ-4,100 מטרים ועד לעומק הסופי של כ-4,800 מטרים מפני הים.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ז. קידוח "לויתן 2" בחזקת "לויתן צפון":

פעולות הקדיחה של קידוח ההערכה "לויתן 2" שבוצעו במהלך שנת 2011, הופסקו עקב שפיעה של מים מהקידוח. הקידוח נאטם, ושפיעת המים ממנו הופסקה. המפעילה, בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, קיימה במהלך השנים מספר סקרי ניטור באזור הקידוח בכדי לוודא שאין דליפה מהבאר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ממצאי הסקרים מעידים כי אין שפיעה מהבאר וסביבת הבאר משתקמת. המשך פעולות הניטור יקבע בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה.

3. בלוק 12 בקפריסין:

א) בחודש פברואר 2013, לאור קבלת אישור ממשלת קפריסין, חתמה השותפות על הסכם זיכיון, לפיו מחזיקה השותפות 30% מהזכויות במאגר אפרודיטה בבלוק 12 שבשטח המים הכלכליים של קפריסין. Noble Energy International Ltd (להלן: "נובל קפריסין") הינה מפעילת העסקה המשותפת (ראה ביאור 12 להלן).

ב) קידוח "אפרודיטה 2":

בחודש אוקטובר 2013, הסתיים ביצוע קידוח ההערכה "אפרודיטה A-2" (לרבות מבחני הפקה) בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "הקידוח"). הקידוח מהווה חלק מתוכנית העבודה המחייבת שאושרה ע"י ממשלת קפריסין מכוח הסכם הזיכיון (Production Sharing Contract), ותכליתו לאשש את אומדני המפעילה בפרויקט והשותפות לגבי היקף המאגר וטיבו, שעל בסיסם, בין היתר, תתקבלנה החלטות לגבי פיתוחו. יצוין כי הקידוח עשוי לשמש בעתיד כקידוח הפקה במסגרת תכנית הפיתוח העתידית של מאגר אפרודיטה. עומק המים באתר הקידוח הוא כ-1,750 מטר, והעומק הסופי של הקידוח היה כ-5,800 מטר מפני הים.

ג) בחודש יוני 2015, הודיעה השותפות ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין, על הכרזת מסחריות ומתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה.

ד) בחודש ינואר 2016, הודיעה השותפות אודות ויתורה של ממשלת קפריסין על הדרישה לביצוע קידוח ניסיון נוסף (מחוץ לגבולות ממצא אפרודיטה), כפי שהתחייב במסגרת תוכנית העבודה המתוכננת בבלוק 12, וזאת במסגרת השלמת העברת 50% מזכויותיה של נובל קפריסין בבלוק 12 לחברת BG Cyprus Limited.

ה) ביום 20 באפריל 2016, הגישו השותפים ברשיון תוכנית מעודכנת לפיתוח המאגר בד ובד עם הגשת בקשה לרישיון הפקה וכן ביום 21 בספטמבר 2017 הגישו השותפים ברשיון פרקים מעודכנים בנושאים הנדסיים טכניים מתוך התוכנית לפיתוח המאגר. עם מועד סיום רישיון החיפוש הוחזרו לממשלת קפריסין שטחי החיפוש שאינם נכללים בשטח מאגר אפרודיטה. למיטב הבנת השותפות, בהתבסס על חוות דעת משפטית של יועציה המשפטיים, בתקופת הביניים שלאחר מועד סיום רישיון החיפוש וטרם קבלת רישיון הפקה, כאמור לעיל, עומדת לשותפים ברשיון הזכות לקבלת רישיון הפקה בשטח מאגר אפרודיטה, וזאת עם אישור תוכנית הפיתוח (אם וככל שתאושר). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, פועלים השותפים במאגר אפרודיטה מול ממשלת קפריסין לקבלת האישורים הנ"ל ובמסגרת זו פועלים להגשת עדכון לתוכנית הפיתוח, בתוך כך, מתקיימים מגעים בין השותפים במאגר אפרודיטה לבין ממשלת קפריסין בנוגע לעדכון הסכם הזיכיון, לרבות בחינת האפשרות לעדכון מנגנון התנאים הפיסקליים.

ו) בעלי הזכויות מחויבים להתחיל בפעולות פיתוח תוך 6 חודשים לאחר קבלת אישור רפובליקת קפריסין לתוכנית הפיתוח האמורה.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

3. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

ז. תוכנית לפיתוח מאגר "אפרודיטה":

1) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, התוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה שהוגשה לאישור ממשלת קפריסין²⁴ כוללת בחינת אספקת גז טבעי לשוק המקומי בקפריסין, בין אם בצנרת למתקן קבלה בחוף בקפריסין או לחילופין באמצעות אספקת גז לקפריסין, וכן יצוא של גז טבעי בצנרת לשווקים אחרים ובכללם השוק המצרי, באמצעות הקמת מתקן הפקה עצמאי צף בשטח מאגר אפרודיטה, בעל יכולת הפקה משוערת של כ-800 MMCF ליום (להלן: "המתקן הצף" ו-"תוכנית הפיתוח", בהתאמה).

2) לפי הערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות התכנות טכנו-כלכליות, לרבות ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח, ללא עלות בניית הצנרת אל שווקי היעד, מוערכת בסכום של כ-2.5 עד כ-3.5 מיליארד דולר (במונחי 100%).

3) גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לאישור התוכנית כאמור על-ידי ממשלת קפריסין ושותפי בלוק 12, קבלת רשיון הפקה מכוח הסכם הזיכיון, ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), הסדרים מסחריים לפיתוח הצנרת, חתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי והתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, אישורים רגולטורים וכן ביצוע הסדרים מימוניים. יצוין, כי הסכמי אספקה לשווקי היעד עשויים להיות מותנים, בין היתר, בחתימה על הסכמי מסגרת בין-ממשלתיים בין קפריסין למצרים.

3) תוכנית הפיתוח המעודכנת כפופה, בין היתר, לאישור ממשלת קפריסין. ככל שאישור כאמור יתקבל במהלך שנת 2018, וככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, המועד המתוכנן לתחילת אספקת גז טבעי ממאגר אפרודיטה הינו לכל המוקדם במהלך שנת 2022.

4) יודגש כי תוכנית הפיתוח המוזכרת לעיל, לרבות הערכת התקציב ולוח הזמנים הינם ראשוניים בלבד, וזאת היות וטרם הושלמו, בין היתר, הבדיקות הטכנו-כלכליות, התכנון ההנדסי המלא (FEED), וגיבוש ההסדרים המסחריים והמימוניים של הפרויקט.

5) כמו כן, השותפים בבלוק 12 בוחנים במקביל אפשרויות נוספות לפיתוח מאגר אפרודיטה, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים הישראלי, לרבות מאגר לווייתן וכן בוחנים אפשרות לשימוש בתשתיות קיימות באיזור.

ח) על פי דוח שהוכן בחודש מרץ 2018 על ידי NSAI על פי SPE-PRMS, כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח (Development Pending) בבחינה, במאגר "אפרודיטה", נכון ליום 31 בדצמבר 2017, נעה בין כ-132.5 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-53.4 BCM (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר "אפרודיטה" המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 31 בדצמבר 2017 נעה בין כ-10.3 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-3.1 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 6 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

4. עסקה משותפת "ים תטיס":

עסקה משותפת "ים תטיס" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי החזקות "אשקלון" ו-"נועה". נובל הינה מפעילת העסקה המשותפת (ראה ביאור 12 להלן). ההפקה ממאגר ים תטיס החלה בשנת 2004.

²⁴ נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבל אישורה של ממשלת קפריסין לתוכנית הפיתוח. יצוין כי, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רשיון ים/370 אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ממשלות ישראל וקפריסין נמצאות במגעים להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "ים תטיס" (המשך):

א) הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר (להלן: "הסדרה מסחרית"):

החל מחודש מאי 2013 עד וכולל חודש ספטמבר 2017, סופק גז טבעי ממאגר תמר²⁵ (חלף מאגר ים תטיס) מכוח הסכמים לאספקת גז בין שותפי ים תטיס לבין לקוחותיהם (להלן: "הלקוחות הסופיים" ו-"ההסכמים המוקדמים", בהתאמה).

אספקת הגז כאמור, בוצעה הן על-ידי שותפי תמר המשותפים לפרויקט ים תטיס ואשר להם התחייבויות מכוח ההסכמים כאמור והן על-ידי שותפי תמר שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס (ואשר אינם מחויבים מכוח ההסכמים כאמור). התמורה אשר התקבלה מהלקוחות הסופיים, בצירוף התמורה המשקפת את חלקה של קבוצת דלק, אשר הינה בעלת זכויות בים תטיס ואינה בעלת זכויות ישירות בתמר, התחלקה באופן שבו שותפי תמר שאינם שותפי ים תטיס, קיבלו מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי שסופק במהלך אותו חודש מכוח הסכמים אשר נחתמו בין שותפי תמר ללקוחותיהם, והיתרה הכספית שנותרת חולקה בין שותפי ים תטיס שלהם זכויות בפרויקט תמר, לפי חלקם בפרויקט תמר. חלוקה זו איפשרה שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם. לפרטים בדבר תביעה שהגישו השותפות ונובל שלהם גם זכויות בפרויקט ים תטיס בקשר עם שיעור התמלוגים לה זכאית המדינה בגין הכנסות הנובעות מאספקת גז טבעי במסגרת מתווה המכירה כאמור, ראה ביאור 12ט1 להלן.

החל מחודש אוקטובר 2017, עם פקיעת חלק מהסכמי מכירת הגז הטבעי ממאגר ים תטיס, מספקים שותפי ים תטיס גז טבעי בהתאם להסכמים המוקדמים, ממאגר ים תטיס בלבד. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בכוונת שותפי ים תטיס להתקשר עם שותפי תמר (שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס) בהסכם למכירת עודפי ההפקה ממאגר ים תטיס (שאינם מהותיים) לשותפי תמר (שאינם משותפים לפרויקט ים תטיס), לשם מכירתם ללקוחות פרויקט תמר.

ב) **הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס:**

בחודש יולי 2012 הודיעה השותפות כי נחתם הסכם התקשרות (להלן: "הסכם השימוש") בין שותפי פרויקט ים תטיס לבין שותפי פרויקט תמר, לפיו שותפי ים תטיס יעניקו לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט ים תטיס לרבות הבארות, פלטפורמת מרי-B, מערכת הדחיסה, הצנרת ומתקן הקבלה וכן ניתנה לשותפי תמר הזכות לשדרג ו/או להקים מתקנים לצורך הובלה ואחסון של גז טבעי מפרויקט תמר (להלן: "מתקני ים תטיס"). זכויות השימוש במתקני ים תטיס תינתנה בכפוף לשמירת קיבולת לגז המופק מפרויקט ים תטיס בצנרת ובמתקן הקבלה.

תקופת הסכם השימוש תסתיים במועד המוקדם מבין: (1) פקיעה או סיום של חזקת תמר ובמקרה בו יפותח שדה דלית, באופן שיעשה שימוש במתקני ים תטיס, אזי פקיעה או סיום של חזקת דלית; (2) מתן הודעה על ידי שותפי תמר על הפסקה קבועה בהפקה מסחרית של גז מפרויקט תמר; (3) נטשת פרויקט תמר. תמורת השימוש במתקני ים תטיס שילמו שותפי תמר לשותפי ים תטיס סך כולל של 380 מיליון דולר בתשלומים שהסתיימו בסוף שנת 2015. חלקה של השותפות נטו, היה כ- 66 מיליון דולר.

ההסכם כולל, בין היתר, הוראות המסדירות את מערכת היחסים בין שותפי תמר לבין שותפי ים תטיס במהלך כל תקופת השימוש במתקני ים תטיס, לרבות בכל הקשור לניהול מתקני ים תטיס, מנגנון חלוקת הוצאות תפעול מתקני ים תטיס וחלוקת ההוצאות ההוניות של מתקני ים תטיס בקשר עם הכנת ושדרוג מתקני ים תטיס לקבלת גז טבעי מפרויקט תמר המבוסס על יחסי היקף תפוקת הגז בין פרויקט ים תטיס לבין פרויקט תמר, מגבלות על העברה ו/או שעבוד של זכויות הצדדים להסכם השימוש ומנגנון בורות לפתרון מחלוקות בין הצדדים.

²⁵ נכון ליום 31 בדצמבר 2017 היתרה לאספקה ללקוחות ים תטיס עומדת על כ- 0.6 BCM. ההסכם לאספקת גז ללקוחות ים תטיס צפוייה להסתיים במהלך שנת 2022.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "ים תטיס" (המשך):

(ב) הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס (המשך):

יצוין, כי הבעלות על מתקני ים תטיס המשודרגים ועלות נטישת המתקנים תישאר בידי שותפי ים תטיס ובהסכם השימוש יקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

5. רשיון אלון D (להלן: "הרשיון"):

ביום 16 בפברואר 2016 הודיע הממונה לשותפים ברשיון כי תוקפו של הרשיון יפוג ביום 1 במרץ 2016 וכי אי קבלת האישורים הנדרשים לקדיחה לפי דין מטעם רשויות נוספות, אין בה משום עילה להארכת הרשיון מעבר לתקופה הקבועה בחוק הנפט. ביום 25 בפברואר 2016 הגישו השותפים ברשיון ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה כאמור. ביום 21 באוגוסט 2017 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיון על החלטתו, לפיה הרשיון ימשיך להיות בתוקף למשך 32 חודשים מיום החלטת שר האנרגיה כאמור, בכפוף לתנאים, כדלקמן, בהם על השותפים ברישיון לעמוד בתוך זמן סביר: (א) השותפים ברישיון יבהירו לממונה, בכתב וללא שיהוי, כי הם מכירים בכך שכרגע עדיין מתקיימות באזור נסיבות של מניעת קידוחים, אשר תקפות עד להודעה חדשה, וכי בעתיד אין כוונה להכיר במניעות נוספת באזור כעילה שתחייב הקפאות נוספות של הרשיון; (ב) השותפים יתחייבו לעריכת סקר סביבתי בתוך 18 חודשים, על מנת להתאים את תנאי הרישיון המתמשך לסטנדרטיים המקובלים בשנת 2017; (ג) השותפים יאשררו מחדש את מחויבותם לקדוח, תוך זמן סביר בנסיבות העניין, מרגע שיינתן אור ירוק לביצוע הקידוחים. ביום 18 בספטמבר 2017 העבירו השותפים ברשיון מכתב לשר האנרגיה הכולל הבהרות, התחייבויות ואישורים כאמור. ביום 16 בינואר 2018 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) העבירה המפעילה לממונה תוכנית עבודה מעודכנת ברישיון.

6. הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט ומשאבים מותנים:

ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הגז הטבעי, קונדנסט ומשאבים מותנים בזכויות השותפות בחזקות וברישיונות לחיפושי נפט וגז מבוססות, בין היתר על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בזכויות הנ"ל. ההערכות הנ"ל הינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטורים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

7. הסכם אופציה לרכישת זכויות ברישיון רועי:

לשותפות אופציה לרכוש מ- Edison International S.P.A (להלן: "Edison") אופציה שהוענקה לה על-ידי רציו חיפושי נפט שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") לרכישת זכויות השתתפות בשיעור כולל של 20% (מתוך 100%) ברישיון 399/רועי (להלן: "רישיון רועי"). יצוין, כי Edison זכאית לממש את האופציה כאמור עד 15 יום לאחר שבעלי הזכויות ברשיון רועי יחליטו לאשר תוכנית עבודה ותקציב בקשר עם ביצוע קידוח ניסיון ראשון ברשיון רועי (להלן בסעיף זה: "החלטת הקידוח"), ואילו השותפות רשאית לממש את האופציה שניתנה לה כאמור עד 14 יום לאחר קבלת החלטת קידוח כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה החלטת קידוח.

יצוין כי, בחודש מרץ 2018 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) הודיעה רציו כי פנתה לממונה מבעוד מועד יחד עם המפעילה ברישיון בבקשה לעדכן את לוחות הזמנים בתוכנית העבודה, באופן שמועד תחילת קידוח הניסיון יידחה.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

7. הסכם אופציה לרכישת זכויות ברישיון רועי (המשך):

יובהר כי השותפות טרם מימשה את האופציה ואין כל וודאות כי תממשה. מימוש האופציה, אם וככל שימומש, יהא כפוף לכל האישורים הרגולטוריים הנדרשים, לרבות אישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על ההגבלים העסקיים.

8. מידע נוסף:

א) שטרי החזקות ניתנו בכפוף לחוק הנפט והם מקנים לשותפים בחזקות זכות ייחודית להפיק נפט וגז טבעי בשטחי החזקות לתקופה של 30 שנה עם זכות להאריך ב-20 שנה נוספות, בהתאם ובכפוף להוראות חוק הנפט.

ב) בחודש דצמבר 2015 הגישו השותפים ברישיון "חנה" (להלן ביחד: "**שותפים**") בקשה לממונה להכרזת מאגר דולפין כתגלית כמשמעה בחוק הנפט ולקבלת חזקה בהתאם להוראות חוק הנפט. בחודש יולי 2016 הודיע הממונה לשותפים ברישיון חנה על החלטתו שלא להכיר במאגר דולפין כתגלית. בחודש אוגוסט 2016 הגישו השותפים ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה שלא להכיר במאגר דולפין כתגלית. בחודש יוני 2017 דחה שר האנרגיה את הערעור שהוגש על ידי השותפים. בעקבות כך, הפחיתה השותפות בשנת 2017 סך של כ- 24.5 מיליון דולר בגין עלויות קידוח דולפין בסעיף פחת והפחתות בדוחות על הרווח הכולל.

ג) בחודש יוני 2013, פקע רישיון 353/ערן. בחודש נובמבר 2014 הגישה השותפות, יחד עם שותפיה ברישיון הנ"ל, עתירה לבג"צ על החלטתו של שר האנרגיה לדחות את הערעור שהגישו השותפים ברישיון על החלטתו של הממונה שלא להאריך את תוקפו של הרישיון. ביום 2 ביוני 2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים הליך הגישור טרם מוצה, ולבקשת הצדדים, התיר להם בית המשפט לשוב ולעדכן בדבר תוצאותיו עד ליום 6 במאי 2018.

ד) ביום 25 בינואר 2017, דחה בג"ץ עתירה שהגישה השותפות, על החלטתו של שר האנרגיה לדחות ערעור שהגישה השותפות על החלטתו של הממונה שלא להאריך את רישיונות 338/קרון-337/אביה אשר פקעו.

ה) הסכם הזכיון בין השותפות לבין רפובליקת קפריסין מגדיר, בין היתר, את זכותה של רפובליקת קפריסין בחלק מהנפט ו/או הגז המופק, ככל שיופק, בהתאם להסדרים הקבועים בהסכם הזכיון.

ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך:

א. הרכב:

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	
140,300	167,100	סכומים לקבל ממכירת חזקות כריש ותנין (ראה פסקה ב להלן)
-	43,783	הוצאות מראש בגין גיוס התחייבות לתאגידים בנקאיים
20,726	28,130	משרד התשתיות בגין תמלוגים (ראה ביאור 15)
6,665	4,044	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאור 15 ו-21)
2,896	2,045	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאור 12ב)
776	-	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 20)
<u>23,341</u>	<u>44,370</u>	חייבים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות
<u>194,704</u>	<u>289,472</u>	סך-הכל

ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך (המשך):

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות I/17 כריש ו- I/16 תנין:

ביום 16 באוגוסט 2016²⁶, נחתם הסכם בין השותפות (להלן: "המוכרת") לבין חברת Ocean Energean Oil and Gas Ltd. (להלן: "הרוכשת" או "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות ונובל בחזקות, בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם ואשר עיקריהם מפורטים להלן:

- 1) אנרג'יאן תרכוש מהמוכרת את כלל הזכויות של המוכרת ושל נובל בחזקות, בהתאם להחזקותיהן כדלקמן:
52.941% זכויות השותפות ו- 47.059% זכויות נובל (להלן: "הזכויות הנמכרות" ו"ההסכם", בהתאמה).
 - 2) הרוכשת תשלם למוכרת סך כולל של 148.5 מיליון דולר ארה"ב, המהווה את החזר הוצאות העבר שהושקעו בחזקות על-ידי המוכרת ונובל, בתוספת תמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, כדלקמן:
(א) תשלום במזומן של 10 מיליון דולר אשר הופקד בחשבון נאמנות בסמוך לחתימת ההסכם והועבר למוכרת במועד השלמת העסקה;
(ב) תשלום נוסף במזומן של 30 מיליון דולר שולם למוכרת במועד השלמת העסקה;
(ג) יתרת התמורה, בסכום כולל של 108.5 מיליון דולר, תשולם למוכרת בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם, שיחלו במועד בו תתקבל על ידי הרוכשת החלטת השקעה סופית (FID), בקשר עם פיתוח החזקות או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות עלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים;
(ד) הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם ההתחייבות לתשלום תמלוגי על הקיימים בחזקות, להן התחייבה המוכרת ביחס לחלקה ("התמלוגים הקיימים"), ובהתאם, חובת תשלוםם לבעלי התמלוג תחול ממועד השלמת העסקה על הרוכשת;
(ה) הרוכשת תעביר למוכרת זכות לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעור של 7.5% - לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל") בקשר לחזקות, ובשיעור של 8.25% - ממועד תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים.
 - ו) בהתאם להוראות מתווה הגז, נקבע בהסכם כי הרוכשת תעביר למוכרת וליתר שותפי לוותיה את מכסת היצוא מהחזקות.
- במהלך חודש דצמבר 2016 הודיעה השותפות כי התקיימו התנאים המתלים בהסכם וכי הועבר לה תשלום במזומן של 40 מיליון דולר, ובכך הושלמה העסקה נשוא ההסכם ומלוא זכויותיהן של המוכרת ונובל בחזקות הועברו לאנרג'יאן.
- במועד השלמת עסקת המכירה, הכירה השותפות בתמורה המיידית שהתקבלה במזומן בסך של 40 מיליון דולר ובנכס פיננסי לזמן ארוך, המהווה את השווי ההוגן של התמורות העתידיות להן זכאית השותפות המותנות בהחלטת השקעה סופית (FID) של הרוכשת ובגין תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מהמאגרים (להלן: "התמורות המותנות").
- השותפות התקשרה עם מעריך שווי חיצוני בלתי תלוי על מנת לאמוד את השווי ההוגן של הנכס הפיננסי בגין התמורות המותנות. השווי ההוגן של התמורות המותנות ליום 31 בדצמבר 2017, כפי שנאמד על ידי מעריך השווי כאמור, בגין החלטת השקעה סופית (FID) ובגין תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מהמאגרים הסתכם לכ-78.5 מיליון דולר וכ-88.6 מיליון דולר בהתאמה (2016: כ-66.6 מיליון דולר וכ-73.7 מיליון דולר, בהתאמה). להלן פרמטרים עיקריים מתוך הערכת השווי ששימשו למדידת התמורות המותנות: שיעור היוון לרכיב החוב המותנה נאמד בכ-10%; שיעור ההיוון שנאמד לרכיב התמלוגים הינו כ-12%; סך הכולל של המשאבים המותנים ששימשו את הערכת השווי נאמדו בכ-58.7 BCM (100%) לתקופה של כ-18 שנים; על פי הערכות, החלטת ההשקעה סופית תתקבל בסוף הרבעון ראשון לשנת 2019. סעיף הכנסות מימון בתקופת הדוח כולל סך של כ-24.7 מיליון דולר הנובע מעדכון סכומים לקבל בקשר עם התמורות המותנות. העדכון כאמור נובע, בין היתר, בעיקר עקב חלוף הזמן, שינוי בשיעורי היוון, תחזית קצב הפקה ועדכון תחזית מחירי גז טבעי.

²⁶ על-פי מתווה הגז, היה על השותפות ונובל למכור את כלל זכויותיהן בחזקות שבשטח מצויים מאגרי הגז "תנין" ו-"כריש" (להלן ביחד: "החזקות"), לא יאוחז מהמועד הקובע (כאמור בביאור 12א), והכל בהתאם לתנאי מתווה הגז ולתנאי החזקות.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 9 - זכאים ויתרות זכות:
הרכב:

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	
2,162	2,545	צדדים קשורים (ראה ביאור 21)
-	6,869	ריבית לשלם בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים
8,589	15,167	מוסדות
298	3,773	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 20)
53,621	91,113	זכאים במסגרת עסקאות משותפות
-	126	נגזר פיננסי
132	104	תשלום מבוסס מניות (ראה ביאור 13)
3,493	2,658	הוצאות לשלם וזכאים אחרים
<u>68,295</u>	<u>122,355</u>	סך-הכל

ביאור 10 - אגרות חוב והתחייבויות לתאגידים בנקאיים:
א. הרכב ומועדי פרעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:
1. הרכב אגרות חוב והתחייבויות לתאגידים בנקאיים:

<u>31.12.2016</u>	<u>31.12.2017</u>	
1,584,052	1,269,560	תמר בונד (ראה סעיף ב' להלן)
-	468,967	התחייבות לתאגידים בנקאיים (ראה סעיף ג' להלן)
392,581	394,180	אגרות חוב - סדרה א' (ראה סעיף ד' להלן)
1,976,633	2,132,707	
-	319,421	בניכוי חלויות שוטפות תמר בונד (ראה סעיף ב' להלן)
<u>1,976,633</u>	<u>1,813,286</u>	סך - הכל (בניכוי חלויות שוטפות)

2. מועדי פרעון לפי שנים לאחר תאריך דוח על המצב הכספי:

<u>עלות מופחתת</u>		<u>בספרי</u>		
<u>מועד פרעון</u>		<u>השותפות</u>	<u>סכום</u>	
<u>נקוב</u>	<u>ריבית</u>	<u>במיליוני דולר</u>	<u>במיליוני דולר</u>	
דצמבר 2018	3.839%	319.4	320	תמר בונד - סדרה 2
דצמבר 2020	4.435%	318.3	320	תמר בונד - סדרה 3
דצמבר 2020	LIBOR	469.0	478.7	התחייבות לתאגידים בנקאיים
	בתוספת מרווח			(מימון פרויקט לווייתן)
דצמבר 2021	4.5%	394.2	400.2	אגרות חוב - סדרה א'
דצמבר 2023	5.082%	316.5	320	תמר בונד - סדרה 4
דצמבר 2025	5.412%	315.3	320	תמר בונד - סדרה 5

ביאור 10 - אגרות חוב והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ב. תמר בונד :

בחודש מאי 2014 הושלם בהצלחה הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ (להלן: "המנפיקה"), חברה יעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר.

ביום 15 במאי 2014, קיבלה המנפיקה את אישור הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ לרישום אגרות החוב למסחר במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ. במסגרת העסקה, התחייבו המנפיקה והשותפות, בין היתר, כי אם תחול חובת ניכוי מס במקור לגבי התשלומים שיש לבצע על-פי תנאי אגרות החוב למי שהינו תושב חוץ, אזי, בכפוף לחריגים מסויימים שהוגדרו, ישלמו המנפיקה ו/או השותפות, לפי הענין, סכומים נוספים, ככל שידרש על מנת שהסכומים נטו שיקבל תושב החוץ יהיו שווים לסכומים שהיה מקבל אותו תושב חוץ אלמלא היה נדרש ניכוי המס במקור כאמור. בהקשר זה יצוין, כי ביום 27 במרץ 2014 קיבלה השותפות אישור מרשות המסים כי אגרות החוב שישחרו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לענין סעיף 159(ד) לפקודת מס הכנסה (לענין פטור ממס על ריבית המשולמת לתושב חוץ על אגרות חוב הנסחרות בבורסה) וסעיף 97(ב2) לפקודה (לענין פטור ממס לתושב חוץ על רווחי הון במכירת אגרות חוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

להבטחת פירעון אגרות החוב שיעבדה השותפות את זכויותיה בפרויקט תמר ובעיקרן, זכויותיה בחזקת תמר, בהסכמי מכירת גז וקונדנסט, בהסכם התפעול המשותף בין כל השותפים בפרויקט תמר וזכויות הצדדים בציוד המשותף תחתיו (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים מערכת ההפקה וציוד נוסף), בהסכם למתן זכויות שימוש במתקני ים תטיס, חשבונות בנק הכוללים בין היתר את החשבונות בהם מופקדות הכנסות השותפות ממכירת גז וקונדנסט מפרויקט תמר, בפוליסות ביטוח (למעט ביטוח אחריות נושאי משרה) לביטוח נכסי פרויקט תמר, במניות המנפיקה וכיו"ב (להלן יחד: "הבטחות" או "הנכסים המשועבדים"). הבטחות לפירעון אגרות החוב הינם מתוך פרויקט תמר מבלי שתהיינה ערבויות או בטחות חיצוניים לפרויקט תמר. ברם, כל עוד לא התקיימו תנאים מסויימים ולפחות עד שיחלפו 4 שנים ממועד הנפקת אגרות החוב, תהא לבעלי אגרות החוב זכות חזרה לנכסים אחרים של השותפות לגבי מחצית מן הכספים שמשכה ושתמשוך השותפות מתוך החשבונות המשועבדים עד לאותו מועד. זכות החזרה של בעלי אגרות החוב מוגבלת בסכום וכן מוגבלת אך ורק לנכסים שלא שועבדו על-ידי השותפות בשעבוד (Limited Recourse) ומבלי שבעלי אגרות החוב זכאים לפתוח בהליכי פשיטת רגל כנגד השותפות. יצוין, כי השעבודים האמורים כפופים לזכויות תמלוגים של המדינה וכן לזכויות בעלי תמלוגים אחרים הזכאים לקבל תמלוגים מהשותפות (לרבות בעלי עניין), וכי לטובת בעלי התמלוגים הנ"ל רשומים שעבודים על זכויות השותפות בחזקת תמר להבטחת ההתחייבות לתשלום התמלוגים אשר יהיו בתוקף עד לפירעון אגרות החוב. במסגרת העסקה נטלו על עצמן המנפיקה והשותפות מספר מחויבויות (Covenants) כלפי מחזיקי אגרות החוב, הכוללות, בין היתר, את המחויבויות הבאות: מגבלות על יצירת שעבודים נוספים על הנכסים המשועבדים ומכירתם; מגבלות על ביצוע מיזוג או שינוי מבני כמפורט במסמכי ההנפקה, מגבלות על תיקון או שינוי הסכם התפעול המשותף, הסכם השימוש במתקנים או הסכמי מכירת הגז, כמפורט במסמכי ההנפקה; מגבלות על הגדלת סדרת אגרות החוב או לקיחת חוב נוסף שמובטח בנכסים המשועבדים בכפוף לעמידה במספר תנאים; התחייבות לביצוע מעקב דירוג של אגרות החוב על ידי סוכנויות הדירוג הבינלאומיות שדירגו את החוב. בנוסף לכך, הוגדרו מגבלות ותנאים למשיכת העודף התזרימי שינבע מפרויקט תמר. המנפיקה והשותפות התחייבו לשפות, במקרים מסויימים, את הנציגים אשר התחייבו לרכוש את אגרות החוב בעקבות תהליך התמחר, אם יתברר כי הופרו מצגים שניתנו על ידי המנפיקה ו/או השותפות.

כמו כן, הוגדרו אירועי הפרה (Events Of Default) אשר בהתקיימם יהיה רשאי הנאמן לאגרות החוב ובמקרה של דרישה של רבע ממחזיקי אגרות החוב - יהיה חייב להעמיד לפירעון מידי את היתרה הבלתי מסולקת של אגרות החוב, ואלו האירועים העיקריים: (1) אי תשלום קרן או ריבית; (2) הפרת מצגים; (3) הפרת מחויבויות (Covenants); (4) אירועי חדלות פירעון של חברת החשמל או של המפעילה של פרויקט תמר או של השותפות, אם יש בהם כדי להוות הרעה משמעותית (כפי שהוגדרה) ובכפוף לתנאים וסייגים מסויימים; (5) סיום מוקדם של הסכם אספקת הגז עם חברת החשמל, הסכם התפעול המשותף או הסכם השימוש במתקני פרויקט ים תטיס עם השותפות, אם יש בכך להוות הרעה משמעותית ובכפוף לתנאים וסייגים מסויימים; (6) אירוע הפרה על ידי חברת

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ב. תמר בונד (המשך):

החשמל תחת הסכם אספקת הגז עם חברת החשמל שיש בו להוות הרעה משמעותית, ובכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (7) נטישה או הפסקה של תפעול פרויקט תמר במשך תקופה רצופה של 15 יום שצפויה להוות הרעה משמעותית; (8) נזק לפרויקט תמר (לרבות נזק פיזי, שלילת רישיון או העברת זכויות השותפות בה על-ידי מדינת ישראל) שיש בו כדי להוות הרעה משמעותית ושלא תוקן, במקרים מסוימים; (9) שלילת אישור הקשור לפרויקט תמר על-ידי מדינת ישראל שצפוי להוות הרעה משמעותית ובכפוף לתקופת ריפוי של 30 ימים; (10) הפסקת דירוג אגרות החוב למשך תקופת מסוימת; (11) הפרה צולבת (Cross Default) של חבות פיננסית אחרת בסכום העולה על 50 מיליון דולר; (12) אם איזה ממסמכי ההנפקה יחדלו להיות בתוקף, או ביטחונות ששווים המצטבר עולה על 50 מיליון דולר יחדלו להיות בתוקף; ו- (13) פס"ד שאינו ניתן לערעור לתשלום סכום העולה על 50 מיליון דולר, אשר לא סולק בחלוף 90 ימים. במקרה של אירוע חדלות פירעון (כהגדרתו בשטר הנאמנות) תועמדה אגרות החוב לפירעון מידי באופן אוטומטי (במקרים מסוימים, רק אם לא סולק בתוך 90 ימים). לשותפות קיימת הזכות לבצע בכל עת פירעון מוקדם של ההלוואה, כולה או חלקה, בכפוף לעמלת פירעון מוקדם. פירעון מוקדם בעקבות אירועים שונים שנקבעו באגרות החוב (ובין היתר, כאמור לעיל, מכירת זכויות בתמר), יכול שייעשה ללא עמלת פירעון מוקדם. עוד יצוין, כי תקופה מסוימת לפני כל מועד פירעון קרן של סדרת אגרות חוב, נדרשת המנפיקה לצבור כספים בחשבון המשועבד לקראת מועד פירעון הקרן הצפוי. נכון לתאריך הדוחות על המצב הכספי עמדה המנפיקה בתנאים ובהתחייבויות לפי שטר הנאמנות.

בהמשך לאמור לעיל, בחודש יולי 2017, מכרה השותפות 9.25% (מתוך 100%) מזכויותיה בחזקות תמר ודלית (ראה ביאור 17 לעיל), לאור המכירה כאמור, פרעה השותפות 320 מיליון דולר ארה"ב בפירעון מוקדם חלקי של ארבע סדרות אגרות חוב (סדרות 2018, 2020, 2023 ו- 2025), המהווה שיעור של 20% מסך היתרה הבלתי מסולקת של כל אחת מסדרות אגרות החוב (היינו 80 מיליון דולר בכל אחת מהסדרות), בתוספת ריבית צבורה בסך כולל של כ- 1.1 מיליון דולר, והכל בהתאם להוראות שטר הנאמנות של אגרות החוב. יצוין כי, אם וכאשר תמכור השותפות זכויות נוספות בקשר עם חזקות תמר ודלית אזי התמורה הצפויה, נטו תשמש תחילה לפירעון תמר בונד.

ג. חתימת הסכם למימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לויתן:

ביום 20 בפברואר 2017, נחתמו הסכמי המימון (כפי שתוקן) (להלן: "**הסכם המימון**" או "**ההסכם**") בין השותפות לבין קונסורציום של מממנים מקומיים וזרים בראשות HSBC Bank Plc ו-J.P. Morgan Limited (להלן ביחד: "**המלווים**"), לפיו תועמד לשותפות הלוואה מסוג limited-recourse בסך של כ- 1.75 מיליארד דולר (להלן: "**ההלוואה**"), לצורך מימון חלקה ביתרת ההשקעה בפיתוח פרויקט לויתן (להלן: "**פרויקט לויתן**").

ההלוואה מחולקת למסגרות, כדלקמן:

מסגרת ראשונה (Facility A) בסך של 750 מיליון דולר, הינה זמינה למשיכה לאחר התקיימות התנאים המוקדמים, לרבות קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי השותפים בפרויקט לויתן לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח ורישום שעבודים לטובת המלווים על-ידי הממונה על ענייני הנפט. ביום 17 במאי 2017 בוצעה המשיכה הראשונה.

מסגרת שניה (Facility B) בסך של 375 מיליון דולר, אשר תהיה זמינה למשיכה בהתקיים מספר תנאים מוקדמים כמפורט בהסכם ההלוואה, אשר העיקרי שבהם הינו התקשרות בהסכמי הקמה שהוגדרו בהסכם.

מסגרת שלישית (Facility C) בסך של 375 מיליון דולר.

מסגרת רביעית (Facility D) בסך מקסימלי של 250 מיליון דולר. משיכת המסגרת הרביעית מותנית בהזרמת כספים ממקור שאינו כספי הסכם המימון (להלן: "**ההון**") באופן שהיחס בין המשיכות מהמסגרת הרביעית להון יעמוד על 30% הון/70% משיכות, לפחות (יצוין כי, ההון נמדד החל מ- 1 בנובמבר 2016, כפי שהוגדר בהסכם).

העמדת המסגרת השנייה, השלישית והרביעית על-ידי המלווים מותנית גם בחתימה על הסכמים לאספקת גז בהיקף שנתי כולל מינימלי שהוגדר בהסכם, אשר משתנה בהתאם להיקף כל מסגרת (כאשר במידה ולא עומדים ברף המינימלי, ניתן יהיה לנצל המסגרת כנגד הזרמת הון מהשותפות בסכום זהה לסך ניצול המסגרת).

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. חתימת הסכם למימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן (המשך):

בנוסף על כך, העמדת כל אחת מהמסגרות תהא מותנית בעמידה ביחס לכיסוי חוב שלא יפחת מ- 1:2 בין שווי המשאבים במאגר (שיחושב על בסיס נתוני התזרים המהוון האחרון שפרסמה השותפות לפרויקט, טרם החישוב, מחושב לפי 2P ומהוון לפי 10%) בתוספת שווי שנקבע בהסכם לכל יחידת גז שלא נלקחה בחשבון לצורך התזרים המהוון לבין יתרת ההלוואה.

הסכם ההלוואה כולל מסגרת נוספת בסך של 750 מיליון דולר (ובסך הכל 2.5 מיליארד דולר) שמוותנית בחתימה על הסכמים לאספקת גז בהיקף שנתי כולל מינימלי שהוגדר בהסכם והחלטה על הגדלת קיבולת מערכת ההפקה וההולכה לשלב 1ב' בתוכנית הפיתוח או חלופות לו, אשר עשויה להינתן על ידי המלווים, כולם או חלקם, או על ידי מלווים אחרים, אולם אין התחייבות של המלווים להעמיד מסגרת זו ובמקרה כזה הלווה יוכל לפנות למלווים פוטנציאליים חדשים.

קרן ההלוואה תיפרע בתשלום אחד בחלוף 48 חודשים ממועד חתימת הסכם המימון. ההלוואה הינה דולרית ונושאת ריבית משתנה אשר תשולם מדי תקופה, המחושבת לפי LIBOR בתוספת מרווח מדורג ששיעורו האפקטיבי הממוצע (כולל עמלות שישולמו עד 90 ימים ממועד חתימת ההסכם), עומד לאורך תקופת ההלוואה על כ-4.6%. בנוסף התחייבה השותפות לשלם עמלת העמדת אשראי בשיעור של 35% מהמרווח שיחול על ההלוואה בגין כל סכום שלא יימשך. כספי ההלוואה מועברים לדלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ, חברה-בת בבעלות מלאה של השותפות, בהתאם לדרישות התשלום שמוציא המפעיל לשותפים בפרויקט לווייתן וכן לצורך מימון חלק מעלויות ההלוואה ועלויות נוספות כמפורט בהסכם ההלוואה, ומועברים כהלוואה לשותפות באותם תנאים (back to back). בהסכם המימון נקבעו אירועים אשר בקרות מי מהם יש לפרוע את ההלוואה בפירעון מוקדם, והם כוללים, בין היתר: אי חוקיות, ירידה משיעור החזקות מינימלי (כפי שנקבע בהסכם) בשותף הכללי ו/או ביחידות ההשתתפות של השותפות ופירעון חלקי במקרה של מכירה חלקית של זכויות השותפות בפרויקט לווייתן. לשותפות הזכות לבצע בכל עת פירעון מוקדם של ההלוואה, כולה או חלקה, בכפוף לתנאים הקבועים בהסכם. להבטחת פירעון ההלוואה שיעבדה השותפות את זכויותיה בנכסים הקשורים לפרויקט לווייתן, לרבות, בין היתר, חזקות לווייתן, הסכם התפעול המשותף, ציוד הפרויקט ופוליסות הביטוח, הסכמי מכירת גז (כולל הסכמים שיחתמו בעתיד, ככל שיחתמו) וחשבונות הפרויקט. ההלוואה הינה מסוג limited-recourse ולמלווים לא תהא זכות חזרה לנכסי השותפות שלא שועבדו לטובתם.

יצוין כי השעבודים האמורים לעיל כפופים לזכויות תמלוגים של המדינה וכן לזכויות בעלי תמלוגים אחרים הזכאים לקבל תמלוגים מהשותפות (לרבות בעלי עניין), וכי השעבודים שרשמה השותפות על חזקות לווייתן לטובת בעלי התמלוגים הנ"ל במסגרת עסקת מימון הביניים להבטחת זכויות התמלוגים שלהם ימשיכו לעמוד בתוקפם גם למשך תקופת הסכם המימון.

כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, השותפות נטלה על עצמה מחויבויות (covenants) הכוללות, בין היתר, את המחויבויות העיקריות הבאות: מגבלות על נטילת אשראי נוסף (מגבלות אלה לא תחולנה על אשראי מסוג non-recourse, הלוואות נחותות מצדדים קשורים ואשראי בסכום כולל של עד 800 מיליון דולר (להלן: "**האשראי הנוסף**")); עמידה במבחני נזילות, לפיהם במועדי בדיקה שנקבעו בהסכם המימון יהא על השותפות להוכיח בהתאם למבחני הנזילות הקבועים בהסכם כי ברשותה די מקורות מימון בכדי לעמוד בהתחייבויותיה ב-12 החודשים הבאים ו/או עד לתחילת ההפקה ממאגר לווייתן; עמידה ביחס הנדרש לכיסוי החוב, היחס האמור יימדד בעת כל משיכה (כאמור לעיל), במועד מתן דוח משאבים ובמועד מכירת זכויות בלווייתן, ככל שתבצע; מגבלות על שינוי תחום הפעילות; מגבלות על ביצוע פעולות שיכולה להיות להן השפעה מהותית לרעה; מימוש זכויות מסוימות מכוח הסכם התפעול המשותף באישור המלווים בלבד, וכיו"ב.

משיכת עודפים מהחשבונות המשועבדים לטובת המלווים תהא כפופה לתנאים הקבועים בהסכם המימון ובכפוף לפירעון מוקדם חלקי של ההלוואה במקביל בהתאם לסכום המשיכה המוגדר בהסכם (או הופקדו בחשבון ייעודי למטרה זו).

כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, בהסכם המימון הוגדרו אירועי הפרה (events of default) אשר בהתקיימם תוקנה למממנים זכות להעמיד את ההלוואה לפירעון מיידי, הכוללים, בין היתר, את האירועים העיקריים הבאים: הפרה צולבת (cross default) של חבות פיננסית אחרת שאינה מסוג Limited Recourse; אירוע אשר

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. חתימת הסכם למימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן (המשך):

יש לו השפעה מהותית לרעה על יכולת השותפות לקיים את התחייבויותיה המהותיות בקשר עם הסכם המימון או מסמכי הפרויקט (כהגדרתם בהסכם המימון) או על נכסיה, עסקיה או מצבה הכספי באופן שפוגע ביכולתה לשלם את חובותיה בהגיע מועדם או על הפרויקט באופן שמסכן או עלול לסכן בסבירות גבוהה את יכולת המימון מחדש של ההלוואה; ביטול הסכמים לאספקת גז ומסמכי פרויקט אחרים אם ביטול כאמור ישפיע או עשוי להשפיע מהותית לרעה על יכולת המימון מחדש של ההלוואה; אי עמידה במבחני הנזילות שהוגדרו בהסכם; אי עמידה בתנאי האשראי הנוסף כמפורט לעיל; התקשרות בעסקאות גידור למעט כמוסכם על-פי ההסכם; העברת שליטה בשותף הכללי, כהגדרתה בהסכם, וירידה בשיעור החזקות בעל השליטה ביחידות השותף המוגבל ל-45% ומטה; נטישת הפרויקט; אירועי חדלות פירעון; אירוע כוח עליון מתמשך בקשר עם הפרויקט שיש או עשויה להיות לו השפעה מהותית לרעה; והכל בכפוף לתנאים ולסייגים ו/או לתקופות ריפוי שנקבעו בהסכם. נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי, השותפות עומדת באמות המידה הפיננסיות שנקבעו בהסכם המימון. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים השנתיים משכה השותפות כ- 588 מיליון דולר מכספי ההלוואה. יצוין, כי בחודש דצמבר 2017 התקבל אישור רשות המיסים בדבר גילום מס למלווים זרים בשיעור של 5%. על פי תנאי הסכם המימון המפורטים לעיל חשופה השותפות לשינויים אפשריים בתזרים המזומנים העשויים לנבוע משינויים בריבית הליבור. במסגרת מדיניות ניהול הסיכונים של השותפות, ביצעה השותפות בחודש אפריל 2017 עסקאות גידור של תזרים המזומנים מסוג IRS המגדרות את השינויים בריבית הליבור בהיקף של 1.1 מיליארד דולר. עסקאות הגידור שבוצעו מגדרות את השינויים בריבית ה-LIBOR (שלושה חודשים) ממועדי העסקאות עד מועד מסוים בו פוקעות עסקאות ההגנה (אוקטובר 2017, ראה להלן). עסקאות אלו מקנות הגנה על שינויים בריבית עד למועד סילוק העסקה הצפוי.

בחודש ספטמבר 2017 פרעה השותפות את עסקאות הגידור בהפסד אשר נבע מירידת הריבית בסך של כ- 4 מיליון דולר אשר נזקף לרווח כולל אחר בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים.

ד. אגרות חוב (סדרה א'):

בחודש דצמבר 2016 הנפיקה השותפות לציבור 1,528,533,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה א') (ראה ביאור 1ה לעיל בדבר מיזוג השותפויות), אשר נרשמו למסחר בבורסה (להלן: "**אגרות החוב**"). אגרות החוב הונפקו בתמורה לערך הנקוב, והן נושאות ריבית שנתית קבועה בשיעור של 4.50%. אגרות החוב והתחייבויות השותפות על פי שטר הנאמנות לאגרות החוב (להלן: "**שטר הנאמנות**" או "**השטר**") אינן מובטחות בבטוחה כלשהי. סך התמורה שהתקבלה בניכוי הוצאות הנפקה הסתכמה בכ- 392.6 מיליון דולר. קרן אגרות החוב תשולם בתשלום אחד ביום 31 בדצמבר 2021, ביחד עם תשלום הריבית האחרון בגין. הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי-שנתיים, ביום 30 ביוני וביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2017 ועד 2021. הקרן והריבית של אגרות החוב צמודות לשער הדולר ארה"ב, כאשר שער הדולר היסודי הוא 3.819 ש"ח.

לשותפות זכות לבצע בכל עת ביוזמתה פדיון מוקדם של אגרות החוב, מלא או חלקי, בהתאם לתנאים שנקבעו בשטר הנאמנות. בשטר הנאמנות נקבעו הוראות לענין פדיון מוקדם כפוי של אגרות החוב, במקרה שיחול קיטון בשיעור ההחזקה של השותפות בשרשור מלא בחזקת תמר מתחת לשיעור של 10% (מתוך 100% החזקות של כלל השותפים בפרויקט תמר) ו/או קיטון בשיעור ההחזקה של השותפות בשרשור מלא בחזקות לווייתן מתחת לשיעור 18% (מתוך 100% החזקות של כלל השותפים בפרויקט לווייתן), בהתאם לתנאים וההגדרות המפורטים בשטר. שטר הנאמנות כולל התחייבות של השותפות לפירעון אגרות החוב, לפי תנאיהן, וכן התחייבויות נוספות כמקובל בשטרי נאמנות, ובכלל זאת התחייבות לפעול לכך שעד לפירעון המלא תהיינה אגרות החוב מדורגות על-ידי חברה מדרגת אחת לפחות, והתחייבות שלא ליצור שעבוד שוטף על כלל נכסיה לטובת צד ג' כלשהו להבטחת כל חוב או התחייבות, ללא קבלת הסכמה מראש ממחזיקי אגרות החוב. אין באמור בכדי להגביל תאגידים בשליטת השותפות ליצור שעבוד שוטף כאמור על כלל נכסיהם, וכן תהא השותפות רשאית לשעבד את כל נכסיה ו/או כל חלק מהם, בשעבודים קבועים לסוגיהם לרבות יצירת שעבודים שוטפים על נכס ספציפי, אחד או יותר, של השותפות וכן תהיה רשאית ליטול הלוואות מסוג Non-Recourse או Limited-Recourse ללא כל מגבלה וללא צורך בקבלת הסכמה כלשהי ממחזיקי אגרות החוב (סדרה א') ו/או מהנאמן, לפי העניין.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ד. אגרות חוב (סדרה א') (המשך):

בשטר הנאמנות פורטו עילות להעמדת אגרות החוב לפירעון מידי במקרים מסוימים, כמקובל בשטרי נאמנות, ובכלל זאת שעיקריהן: (א) במקרה שההון הכלכלי של השותפות (כהגדרתו בשטר הנאמנות) פחת מסך של 400 מיליון דולר (להלן: "ההון הכלכלי המזערי") במשך שני רבעונים עוקבים; (ב) במקרה שהיחס הון כלכלי לחוב השותפות סולו (כהגדרתו בשטר הנאמנות) פחת מ- 300% (פי 3) במשך שני רבעונים עוקבים; ו- (ג) במקרה שהשותפות ביצעה חלוקה כהגדרתה בשטר או הודיעה על כוונה לבצע חלוקה שלאחריה יפחת היחס הון כלכלי לחוב השותפות סולו מתחת ל- 450% (פי 4.5). נכון לתאריך הדוחות על המצב הכספי, השותפות עומדת באמות המידה הפיננסיות שנקבעו בשטר הנאמנות.

בנוסף, שטר הנאמנות כולל מנגנון להתאמת שיעור הריבית השנתית שתישא יתרת הקרן הבלתי מסולקת של אגרות החוב (להלן: "שיעור הריבית של אגרות החוב"), לפיו:

- במקרה שדירוג אגרות החוב יעודכן כך שיהיה נמוך מדירוג הבסיס שלהן שהינו A1 (בסולם חברת מידרוג), יעלה שיעור הריבית של אגרות החוב ב- 0.25% בגין כל ירידה בדרגה, עד לריבית מירבית השווה לשיעור הריבית הבסיסי של אגרות החוב בתוספת 1.25% (להלן: "הריבית המירבית"). על אף האמור, שיעור ריבית אגרות החוב לא יעלה עקב ירידה של דרגה אחת בלבד מתחת לדירוג הבסיס (מובהר שבירידה של שתי דרגות תחת לדירוג הבסיס יעלה שיעור ריבית אגרות החוב ב- 0.50%).
- במקרה שההון הכלכלי של השותפות פחת מההון הכלכלי המזערי, או במקרה שהיחס הון כלכלי לחוב השותפות סולו יפחת מ- 350% (פי 3.5), יעלה שיעור ריבית אגרות החוב בשיעור של 0.5% מעל שיעור הריבית כפי שהיה טרם השינוי, אך בכל מקרה לא יותר מהריבית המירבית.

ביאור 11 - התחייבויות אחרות לזמן ארוך:

31.12.2016	31.12.2017	
79,439	95,725	התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז (ראה ביאור 2יד2)
-	25,000	מסים לשלם על חשבון בעלי היחידות (ראה ביאור 1ג17)
215	97	תשלום מבוסס מניות (ראה ביאור 13ז)
870	760	אחרות
<u>80,524</u>	<u>121,582</u>	סך-הכל

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים:

- א. על-פי הסכם השותפות, השותף הכללי יהיה זכאי ל-0.01% מההכנסות וישיא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות וכן בהוצאות והפסדים של השותפות.
- השותף הכללי יהיה זכאי לדמי ניהול המפורטים להלן:
- דמי ניהול שוטפים בסכום בשקלים השווה ל- 40,000 דולר ארה"ב לחודש; ובנוסף,
 - דמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות המוגבלת בגין פעולות חיפושי נפט על בסיס רבעוני ולא פחות מסכום כולל של 120,000 דולר ארה"ב לרבעון.
- השותף הכללי יהיה זכאי להחזר הוצאות ישירות מסוימות הכרוכות בניהול השותפות כפי שפורטו בהסכם. על-פי הסכם השותפות, יהיה השותף המוגבל (הנאמן) זכאי ל-99.99% מההכנסות וישיא ב-99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות.

ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים:

- בעקבות השלמת מיזוג השותפויות (כאמור בביאור 1ה לעיל), כל ההתחייבויות ביחס לתמלוגים חלות בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם שיעור התמלוגים בגינם הופחת ב-50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג (שכן השותפות ואבנר החזיקו בחלקים שווים בנכסי הנפט הללו, למעט חזקות אשקלון ונועה, בהן החזיקה השותפות ב-25.5% ושותפות אבנר ב-23%, ובגין שיעור התמלוגים הופחת ב-47.42% ביחס לתמלוגים שמשלמת השותפות לקבוצת דלק ודלק אנרגיה (להלן: "דמ"א"), כהגדרתם להלן, וב-52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה שותפות אבנר טרם המיזוג, כמפורט להלן).

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים (המשך):

2. במסגרת הסכם העברת זכויות שנחתם בשנת 1993 התחייבה השותפות לשלם לדמ"א ולקבוצת דלק, תמלוגים בשיעורים המפורטים להלן מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים, שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג, אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה).

ואלו שיעורי התמלוגים: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות, ישולמו תמלוגים בשיעור 2.5% מנכסי נפט ביבשה ו-1.5% מנכסי נפט בים ולאחר מועד החזר ההשקעה – 7.5% מנכסי נפט ביבשה ו-6.5% בים.

על-פי המוסכם בין השותפות לבין מעבירות הזכות, מונה בשנת 2002 פוסק מומחה לצורך קביעת משמעותם הנכונה של הגדרות ומונחים מסוימים בנושא התמלוגים שהשותפות חייבת בהם כאמור לעיל, בעיקר לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה". בהחלטתו חיווה המומחה את דעתו בקובעו, בין היתר, את דרך החישוב והאלמנטים השונים שיש ואין לקחת בחשבון לצורך קביעת "מועד החזר ההשקעה".

3. בנוסף, השותפות תשלם מכוח הסכם שותפות אבנר תמלוגים בשיעור של 3% מכל חלקה של השותפות המוגבלת בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות המוגבלת אינטרס (לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצורכי ההפקה עצמה).

בהסכם שנחתם ביום 2 בספטמבר 1991 נקבע כי הזכות האמורה של התמלוגים מוחזקת על ידי השותף הכללי בנאמנות והיא משולמת לזכאים לתמלוגים על פי הסכם השותפות המוגבלת. מתוך סך שיעור התמלוגים כאמור לעיל תקבל כהן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ (צד קשור) בחזקת "נועה" ו"אשקלון" - 2.75%. ומכל זכות נפט עתידית של השותפות - 2.875%, יתרת הזכאות לתמלוגים משולמת לצדדים שלישיים.

4. דלק השקעות אשר מוזגה בשנת 2012 לקבוצת דלק רכשה בחודש ספטמבר 2000 את כל זכויותיה של חברת R&B Mediterranean Sea Ltd בעסקת "ים תטיס" (15% מתוך 100% מהזכויות), כשבמקביל מכרה דלק השקעות לשותפים האחרים (לרבות השותפות) חלק מהזכויות שרכשה, באותם תנאים בהם רכשה אותם בתוספת הוצאות. במסגרת זו רכשה השותפות זכויות בשיעור של כ-3.5%. קבוצת דלק התחייבה לשלם תמלוג-על בשיעור 0.7% מכל נפט, גז והידרוקרבונים אחרים אשר יופקו מ"תגליות חדשות" כהגדרתן בהסכם, בשטחי רישיונות ים תטיס. תמלוג-העל האמור, יחושב על בסיס כלל התפוקה בנכסי הנפט (ולא רק מחלקה של קבוצת דלק).

5. ביום 21 בינואר 2007 השותפות ושותפות אבנר התקשרו בהסכם עם דור כימיקלים לרכישה של 2.5% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות "תמר" ו"דלית" (להלן: "**הזכויות הנמכרות**"). בתמורה לזכויות הנמכרות זכאית דור כימיקלים לתמלוג על בשיעור של כ-6% מכמות הגז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שתופק מהזכויות הנמכרות על פי נוסחת חישוב שנקבעה. יצויין כי, חלק מתמלוג העל לו זכאית דור כימיקלים ישולם על ידי תמר פטרויליום בע"מ (ראה ביאור 7 לעיל).

6. תמלוג למדינה:

חוק הנפט, תשי"ב - 1952 (להלן: "**חוק הנפט**"), ותקנות הנפט, תשי"ג - 1953, קובעים כי בעל חזקה כמשמעות המונח בחוק הנפט, חייב בתמלוג לאוצר המדינה בשיעור שמינית מכמות נפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק על פי הבאר, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי שנקבע בחוק (ראה ביאור 15 להלן).

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא:

1. להלן טבלה המציגה את ריכוז ההסכמים למכירת גז טבעי של שותפי תמר²⁷ (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט):

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ²⁸	האם קיימת אפשרות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%)(BCM) ²⁹	הכמות שסופקה עד יום 31.12.2017 (100%)(BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ³⁰	2013	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-87	כ-21.2	מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)
בתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"ן")	2013	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-5.8	כ-3.6	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה הקטן לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה" ³¹ .
דליה אנרגיות כוח בע"מ	2015	אפשרות להארכה בעוד שנתיים נוספות.	כ-23.3	כ-2.9	נוסחת ההצמדה מבוססת בעיקרה על הצמדה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".
יצרני חשמל פרטיים ³²	2013-2020	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של בין שנה לשלוש שנים נוספות. ³³	כ-59	כ-8.7	במרבית ההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה לתעריף ייצור החשמל ובחלקה הקטן למדד המחירים לצרכן האמריקאי. במספר הסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה לתעריף ייצור החשמל ובחלקה הקטן למחירי הברנט (Brent). בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה וכולל "מחיר רצפה".

²⁷ יצוין כי, הסכם הייצוא לדולפינוס נחתם על-ידי השותפות ונובל. בכוונת השותפות ונובל להמחות את הסכם הייצוא ליתר שותפי תמר או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט תמר, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא, לצורך מכירתו לדולפינוס.

²⁸ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

²⁹ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי תמר לספק ללקוח במשך תקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו לרכוש הינה נמוכה מכמות זו.

³⁰ לפירוט אודות ההסכם עם חברת החשמל, ראה פסקה ב להלן.

³¹ לעניין המחלוקת בין שותפי תמר לבין חלק מלקוחות הפרויקט ראה פסקה א7 להלן.

³² יובהר, כי בחלק מההסכמים לא התמלאו כל התנאים המתלים להסכם.

³³ למעט תקופת ההארכה שנקבעה בהסכם שנחתם בין שותפי תמר לבין חברת כימיקלים לישראל בע"מ (להלן: "כי"ל") ביום 21.2.2018 (להלן: "הסכם כי"ל מתמר"). על פי הסכם אספקה זה, במקרה של איחור במועד תחילת ההפקה המסחרית ממאגרי תנין וכריש, תוארך תקופת ההסכם באופן אוטומטי בתקופות נוספות של שישה חודשים כל אחת, וזאת עד למועד תחילת ההפקה המסחרית ממאגרי תנין וכריש או עד ליום 31.12.2025, לפי המוקדם מביניהם. כמו כן נקבע כי, כי"ל תהיה רשאית להודיע לשותפי תמר על ביטול הסכם האספקה בתום כל אחת מתקופות ההארכה כאמור. היה והסכם תנין כריש יבוטל, אזי תקופת הסכם האספקה תוארך באופן אוטומטי עד ליום 31.12.2025.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי וליצוא (המשך):

1. להלן טבלה המציגה את ריכוז ההסכמים למכירת גז טבעי של שותפי תמר (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט) (המשך):

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ³⁴	האם קיימת אפשרות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM) ³⁵	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2017 (100%) (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
לקוחות תעשייתיים	2013-2017	5-7 שנים	-	כ-0.5	במרבית ההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". באחד מההסכמים נוסחת ההצמדה מבוססת על מחירי דלקים נוזליים וכוללת "מחיר רצפה" ובהסכם נוסף נוסחת המחיר מבוססת על מחיר הבסיס שנקבע במתווה הגז.
חברות לשיווק גז טבעי ³⁶	2013-2019	5-7 שנים	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של עד שנה נוספת.	כ-0.2	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם ייצוא - NBL	2017	15 שנים	יש אפשרות להארכה בשנתיים נוספות.	כ-0.1	נוסחת ההצמדה מבוססת ברובה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם ייצוא - דולפינוס	לפרטים ראו ביאור 12גג להלן	החל מהשלמת מערכות ההולכה הרלוונטיות למצרים ועד ליום 31.12.2030	-	-	נוסחת ההצמדה מבוססת על מחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
סה"כ			כ-211.6	כ-37.2	

³⁴ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז תחיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות החוזית המינימלית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

³⁵ כמות זו הינה הכמות המינימלית אותה התחייבו שותפי תמר לספק ללקוחות במשך תקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו לרכוש הינה נמוכה מכמות זו.

³⁶ יובהר, כי בחלק מההסכמים לא התקיימו כל התנאים המתלים להסכם.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

א. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי בפרויקט תמר:

- 1) בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.
- 2) בעקבות החלטות הממונה על ההגבלים בדבר הענקת פטור מהסדר כובל בקשר להסכמים בהם תקופת האספקה הבסיסית ארוכה מ-7 שנים למעט ההסכם עם חברת החשמל (להלן: "**ההסכמים ארוכי טווח**"), בחלק מההסכמים שנחתמו עם לקוחות ניתנה לכל אחת מהרוכשות אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, כך שזו תעמוד על 50% מהכמות השנתית הממוצעת שצרכה בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה.
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים שותפי תמר פועלים לתיקון יתר הסכמי הרכישה עם הצרכנים הרלוונטיים.
- לפרטים נוספים אודות החלטות הממונה על ההגבלים בדבר הענקת פטור מהסדר כובל בקשר להסכמים ארוכי הטווח ראה סעיף 2א להלן.
- 3) בעקבות מתווה הגז, בהסכמים לאספקת גז טבעי שנחתמו החל מיום 16 באוגוסט 2015 לתקופה העולה על 8 שנים ניתנה לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם. זכות זו תינתן גם בהסכמים שיחתמו עד ליום 13 בדצמבר 2020 לתקופה העולה על 8 שנים.
- 4) אספקת מלוא הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה שנחתמו לפני אוקטובר 2012, מנצלת בזמני שיא הצריכה את מלוא הקיבולת של מערכת ההפקה, הטיפול וההולכה של פרויקט תמר (להלן ביחד בסעיף זה: "**מערכת ההפקה**") ולפיכך בהסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו מחדש אוקטובר 2012 נקבעה תקופת ביניים אשר החלה במהלך חודש מאי 2015 ותסתיים כאשר קיבולת מערכת ההפקה תאפשר לספק את הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה (להלן בסעיף זה: "**תקופת הביניים**"). אספקת הגז על פי הסכמים אלה בתקופת הביניים תהיה כפופה, בין היתר, לכמויות הגז שתהיינה זמינות באותה העת, לאחר אספקת הגז ללקוחות שחתמו על הסכמי אספקה לפני חודש אוקטובר 2012 בהתאם למנגנונים שנקבעו בכל אחד מהסכמי האספקה האמורים. בכל ההסכמים האמורים במשך תקופת הביניים לא תחול ההתחייבות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל.
- בחודש נובמבר 2016 הודיעו שותפי תמר למרבית הלקוחות עמם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי החל מחודש אוקטובר 2012 כאמור (על-פי סדר קדימות חתימת ההסכמים), לרבות יצרני חשמל פרטיים ובהם דוראד אנרגיה בע"מ וא.פ.י. סי. רותם בע"מ, חברות לשיווק גז טבעי ולקוחות תעשייתיים, כי ביום 30 בספטמבר 2020 תסתיים תקופת הביניים ובהתאם, שותפי תמר יוכלו לספק ללקוחות אלו גז טבעי תחת ההסכמים על בסיס מחייב.
- 5) בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי תמר לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט תמר או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

א. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר (המשך):

6) התקשרות בהסכם לאספקת קונדנסט עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז זיקוק"):

בחודש נובמבר 2012 נחתם בין פז זיקוק לבין שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), הסכם לאספקת קונדנסט (להלן בסעיף זה: "ההסכם"), על פיו התחייבו המוכרים לספק לפז זיקוק קונדנסט במשך תקופה של חמש שנים שהחלה ממועד תחילת זרימת הקונדנסט מפרויקט תמר, בהיקף (כמויות ומחיר) שאינו מהותי. בחודש נובמבר 2016 הוסכם בין הצדדים על הארכת ההסכם ל-5 שנים נוספות. מחיר הקונדנסט נקבע על פי מחירי הברנט בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה.

7) הסכם לאספקת גז טבעי ל"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: "דלק ישראל"):

בחודש דצמבר 2013 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי עם דלק ישראל, חברה בשליטה מלאה של קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותף הכללי.

על-פי הסכם האספקה התחייבו המוכרים לספק לרוכשת גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- BCM 0.46 (להלן: "הכמות החוזית הכוללת") בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם האספקה. תקופת הסכם האספקה החלה במחצית הראשונה של שנת 2015 ותסתיים בתום כ-7 שנים או במועד בו הרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם.

8) הסכם לאספקת גז טבעי לאיי.פי.פי דלק שורק בע"מ (להלן: "דלק שורק"):

בחודש מאי 2015 תוקן הסכם לאספקת גז טבעי אשר נחתם בחודש מרץ 2014 עם דלק שורק, חברה הנשלטת (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותף הכללי.

המוכרים התחייבו לספק לרוכשת גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- BCM 3.3 (להלן: "הכמות החוזית הכוללת"), בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם האספקה.

תקופת הסכם האספקה הינה כ-15 שנים עם אפשרות להארכה בשנתיים נוספות או במועד בו הרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם.

9) החלטת רשות החשמל מיום 22 ביולי 2013 לפצל את תעריף ייצור החשמל האחיד שהיה קיים עד

לאותו מועד למספר תעריפים שונים, הביאה למחלוקת עם כלל הלקוחות הצמודים לתעריף ייצור החשמל בנוגע להצמדת מחיר הגז בגין כמויות שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015. יצוין כי בימים 21 בינואר 2015 ו-7 בספטמבר 2015 פורסמו החלטות רשות החשמל על עדכון תעריפי הייצור במסגרתה צומצמו במידה ניכרת הפערים בין תעריפי הייצור השונים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, חזרה רשות החשמל למבנה בו קיים תעריף ייצור חשמל אחד.

החל משנת 2015 נחתמו הסכמי פשרה בין שותפי תמר לבין מרבית הלקוחות הצמודים לתעריף ייצור החשמל (למעט בז"ן ואו.פי.פי.סי. מישור רותם בע"מ (להלן: "או.פי.סי.")). יצוין כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים נמצאים חלק משותפי תמר בדיונים עם בז"ן לקראת חתימת הסכם פשרה. בחודש יוני 2017 פנתה השותפות ביחד עם חלק משותפי תמר להליך בוררות בינלאומית עם או.פי.פי.סי. בגין המחלוקת האמורה, השותפות כללה בתאריך הדוח על המצב הכספי יתרת לקוחות לזמן ארוך בסך של כ-8.1 מיליון דולר (וזאת בהתבסס, בין היתר, על התעריף המוסכם האחרון שהיה נהוג קודם לפיצול). יצוין, כי הסכומים שבמחלוקת נושאים ריבית (בסיס+Libor) בהתאם לתנאי הסכם הגז שנחתם עם לקוח זה. להערכת השותפות, בהתבסס על הערכת יועציה המשפטיים, קיים סיכוי של מעל ל-50% שעמדת השותפות בהליך הבוררות או.פי.סי, לפיה יחול על כמויות הגז שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015 תעריף ייצור החשמל האחרון שהיה נהוג קודם לפיצול, תתקבל.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ב. פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל:

- (1) הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל נחתם בחודש מרץ 2012 ותוקן בחודש יולי 2012, בחודש מאי 2015 ובחודש ספטמבר 2016 (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**"), בין היתר, בקשר עם מימוש האופציות להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך חברת החשמל.
- (2) במסגרת ההסכם ניתנה לחברת החשמל אופציה להגדלת הכמות החוזית הכוללת מכ-BCM 78 לכ-BCM 87 (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). האופציה התייחסה לשתי תקופות כמפורט להלן (א) עד ליום 15 באפריל 2013 ניתנה לחברת החשמל האופציה להודיע על הגדלת כמויות הגז אותן תצרוך החל מ-1 בינואר 2017 ועד 31 בדצמבר 2018 (להלן: "**האופציה הראשונה**"); (ב) עד ליום 15 באפריל 2015 ניתנה לחברת החשמל האופציה להודיע על המשך צריכת כמויות הגז המוגדלות החל מ-1 בינואר 2019 ועד לתום תקופת ההסכם (להלן: "**האופציה השנייה**"), וזאת בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם.
- (3) ביום 11 באפריל 2013, הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר על החלטתה לממש את האופציה כאמור עד סוף שנת 2018 וביום 16 באפריל 2015 הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר כי החליטה לממש באופן חלקי את האופציה השנייה.
- (4) במסגרת התיקון להסכם אספקת הגז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל, הוסכם כי פרויקט ההרחבה לצורך ההסכם הושלם ומועד הגדלת הכמויות נקבע ליום 1 בינואר 2017 ויימשך עד לסוף שנת 2018.
- (5) הכמות המינימאלית השנתית לחיוב ממועד ההפעלה המסחרית ועד ליום 31 בדצמבר 2016 עמדה על כ-BCM 3.5. הכמות המינימאלית לחיוב החל מיום 1 בינואר 2017 ועד ליום 31 בדצמבר 2018 עומדת על כ-BCM 5 לשנה (בכפוף להתאמות בהתאם להיקף מכירת הגז של שותפי תמר ליצרני חשמל פרטיים והיקף ייצור החשמל של חברת החשמל אך לא פחות מכ-BCM 3.6 לשנה). החל מיום 1 בינואר 2019 ועד לתום תקופת ההסכם, הכמות המינימאלית לחיוב תעמוד על כ-BCM 3 לשנה. ההסכם כולל הוראות לעניין חישוב והתאמת הכמות המינימאלית לחיוב ובכלל זה בנסיבות של כח עליון או של אי אספקה על ידי המוכרים.
- (6) מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה המבוססת על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), בתוספת 1% לשנה עד שנת 2019 ובהפחתת 1% לשנה משנת 2020 ואילך. מחיר הגז בגין יחידה אחת של MMBTU בשנת 2011 חושב על-פי מחיר בסיס של 5.042 דולר. ביחס לכמויות הגז הטבעי שתצרוך חברת החשמל במסגרת האופציה הקבועה בהסכם להגדלת הכמויות הנקובות בהסכם, החל משנת 2014 מוצמד מחיר הגז רק ל-30% משיעור עליית מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) וההוספה או הפחתה של 1% לשנה כאמור לעיל אינה חלה.
- (7) בהסכם נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר (בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם), אם אותו צד בדעה כי המחיר שנקבע בחוזה אינו מתאים עוד לחוזה ארוך טווח עם קונה עוגן לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם החל ביום 1 ביולי 2013) מפרויקט תמר (קרי: 1 ביולי 2021 ו-1 ביולי 2024), לפי המוקדם. במועד ההתאמה הראשון (1 ביולי 2021 - לאחר 8 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני (1 ביולי 2024 - לאחר 11 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה).
- (8) חברת החשמל או שותפי תמר יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתה בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. חברת החשמל והמוכרים הסכימו שלא לממש כל זכות שעשויה להיות להם לסיים את ההסכם בהתאם לכל דין, אלא ביחס להפרות משמעותיות או נמשכות של הוראות מהותיות של ההסכם ורק לאחר מתן תקופה של 120 יום לצד המפר (אלא אם כן נקבעה תקופה קצרה יותר בהסכם) לתיקון ההפרה.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ב. פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל (המשך):

9) על-פי ההסכם, אם המוכרים לא יספקו את כמויות הגז שהוזמנו על-ידי חברת החשמל בהתאם להוראות ההסכם ואי האספקה הינה בכמות העולה על שעורי הסטייה המותרים על-פי ההסכם, אזי יפצו המוכרים את חברת החשמל בדרך של אספקת גז בחודש העוקב במחיר מופחת בכמות שלא סופקה. כמו כן, קובע ההסכם הפרות מיוחדות שבגינן ישולמו פיצויים בשיעורים גבוהים יותר. בהסכם נקבעו גבולות לאחריות כל אחד מהצדדים בגין הפרת חלק מהוראות ההסכם בשיעורים הקבועים בהסכם.

10) שותפי תמר פועלים יחדיו ביחס לנושאים כגון פיתוח המאגר, מתקני המוכרים והפקת הגז, הובלתו ואספקתו בהתאם לכל אחד מההסכמים. יחד עם זאת, נקבע כי אף הוראה בהסכם לא תפורש כיצורת אחריות הדדית בין המוכרים וכל מוכר יהא אחראי כלפי חברת החשמל אך ורק ביחס לחלקו בזכויות הנפט בקשר עם אחריות שתנבע מההסכם. על אף שחברת החשמל רשאית להזמין כמויות גז באמצעות הודעה אחת שתומצא למתאם מטעם המוכרים, הכמות שתיחשב כמוזמנת מכל מוכר תהא חלקו של כל מוכר מהכמות המוזמנת הכוללת.

11) אספקת הגז על-פי ההסכם הינה על בסיס שעתי עם כמות מקסימלית לשעה, בהתאם למנגנונים ולפרוצדורות המפורטים בהסכם.

12) מסירת הגז נעשית בנקודת החיבור למערכת ההולכה הארצית של נת"ג, בסמוך למתקן הקבלה או בכל נקודת חיבור אחרת שתוסכם בין הצדדים.

13) הגז הטבעי שיסופק בנקודת המסירה בהתאם להסכם צריך לעמוד בספציפיקציות הקבועות בהסכם. לחברת החשמל זכות לסרב לקבל גז לא תקני עד שהליקוי יתוקן. כל מחלוקת בין הצדדים הנוגעת לאיכות הגז תופנה (לבקשת צד כלשהו) למומחה לשם הכרעה.

14) המחאת חובותיה וזכויותיה של חברת החשמל על פי ההסכם מותנית בכך שלנעבר תהיה יכולת טכנית ופיננסית לעמוד בהתחייבויותיו על פי ההסכם וכן שלנעבר יועבר גם אותו חלק פרופורציונלי של תחנות הכח של חברת החשמל (משמע אם מעבירים חלק פרופורציונלי מהזכויות וההתחייבויות לנעבר כלשהו, הוא יקבל גם חלק פרופורציונלי מתחנות הכוח של חברת החשמל).

ג. התקשרויות ליצוא גז טבעי :

1) בחודש פברואר 2014³⁷, נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר, לבין חברת NBL Eastern Mediterranean Marketing Limited (להלן: "NBL") לצורך ייצוא גז טבעי לצרכנים בירדן (להלן: "הסכם NBL-תמר"). NBL הינה חברת בת בבעלות מלאה (בשרשור) של Noble Energy Inc., אשר הינה בעלת השליטה בנובל.

בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר, חתמה NBL על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab Potash Company ו-Jordan Bromine Company (להלן יחד בסעיף זה: "הרוכשות"), לפיו תרכושנה הרוכשות מ-NBL גז טבעי שישמש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן בסעיף זה: "הסכם האספקה").

במסגרת הסכם NBL-תמר התחייבו שותפי תמר לספק ל-NBL גז טבעי לצורך מכירתו על-ידי NBL לרוכשות במסגרת הסכם האספקה בתנאי Back to Back (דהיינו: שותפי תמר יהיו אחראים לקיום התחייבויות NBL על-פי הסכם האספקה וכן יהיו זכאים לכל ההכנסות נטו שיגיעו ל-NBL מכוחו).

על-פי הסכם האספקה (כפי שתוקן), התחייבה NBL לספק לרוכשות גז טבעי בהיקף כולל של עד כ-2 BCM. האספקה על-פי הסכם האספקה החלה במהלך חודש ינואר 2017 וצפויה להימשך כ-15 שנה.

³⁷ תיקונים להסכם נחתמו בימים 16 בפברואר 2016 ו-30 בספטמבר 2017.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ג. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

(1) (המשך):

יצוין, כי על-פי החלטת מיסוי בקשר עם ההסכם, מחויבים שותפי תמר להציע לכל לקוח ישראלי חדש חלופת מחיר גז טבעי שיקבע בהתאם למחיר חבית ברנט (Brent), כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן, הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר. ההתחייבות להצעה כאמור מכוח החלטת המיסוי תחול במהלך תקופה של שלוש שנים מיום החלטת הממשלה (קרי, עד ליום 16 באוגוסט 2018). מועד האספקה ע"פ ההצעה יחל בכל תקופה שהיא שתחילתה מתחילת האספקה ע"פ הסכם הייצוא (שהחלה בחודש ינואר 2017) ועד לשש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא.

(2) בחודש מרץ 2015 חתמו שותפי תמר על הסכם לאספקת גז טבעי (להלן בסעיף זה: "ההסכם")

מפרויקט תמר לחברת Dolphinus Holdings Limited³⁸ (להלן: "דולפינוס"). בחודש פברואר 2018 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) נחתם הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר למצרים בין השותפות ונובל (להלן תקראנה יחדיו בסעיף זה: "המוכרות") לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: "הסכם הייצוא מתמר") אשר היקפו גדול משמעותית מההסכם שנחתם בין שותפי תמר לבין דולפינוס ביום 17 במרץ 2015, ואשר נחתם מתוך כוונה להחליפו.

המוכרות פנו ליתר השותפים בפרויקט תמר במטרה להמחות את הסכם הייצוא מתמר ליתר שותפי תמר או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט תמר, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא מתמר לצורך מכירתו לדולפינוס. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם הומחה הסכם הייצוא מתמר וכן טרם בוצעה התקשרות עם יתר שותפי תמר בהסכמים כאמור.

בהסכם הייצוא מתמר נקבע, כי אספקת הגז לדולפינוס תהיה בתחילה על בסיס מזדמן (Interruptible). במסגרת הסכם הייצוא מתמר ניתנה למוכרות אופציה להודיע לדולפינוס כי אספקת הגז (כולה או חלקה) תהפוך להיות על בסיס מחייב (להלן בסעיף זה: "האופציה"). מימוש האופציה יכול שיעשה על ידי המוכרות, בחלקה או במלואה, במהלך התקופה שהחל מחודש יולי 2020 וסופה בתום חודש דצמבר 2021, או במהלך תקופה אחרת, כפי שתוסכם בין המוכרות לדולפינוס. ממועד מימוש האופציה כאמור, יהיו המוכרות מחויבות לספק לדולפינוס כמות שנתית של עד כ- BCM 3.5 (בהתאם להיקף הכמויות שלגביהן תמומש האופציה) ודולפינוס תהא מחויבת לרכוש או לשלם עבור כמות שנתית מינימלית של גז טבעי בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם הייצוא מתמר. כמות הגז החוזית הכוללת הנקובה בהסכם הייצוא מתמר הינה כ-32 BCM.

מחיר הגז שישופק לדולפינוס תחת הסכם הייצוא מתמר יקבע על פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent).

האספקה על-פי הסכם הייצוא מתמר צפויה להתחיל עם הסדרת השימוש בתשתיות הנדרשות להולכת גז טבעי למצרים. האספקה תימשך עד לאספקת הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מתמר או עד דצמבר 2030, לפי המוקדם מביניהם.

הסכם הייצוא מתמר כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובמצרים (לרבות קבלת אישורים לייצוא וייבוא הגז כאמור), כניסה להסכמים שיאפשרו שימוש בתשתית ההולכה, לרבות חתימה על הסכמי הולכה בין המוכרות לבין נתג'יז (ככל שיידרשו), קבלת ערבויות לטובת המוכרות כפי שנדרש בהסכם הייצוא מתמר, וכן קבלת אישורים מרשויות המס בישראל ביחס לעסקאות נשוא הסכם הייצוא מתמר.

³⁸ למיטב ידיעת השותפות, הקונה הינה חברה העוסקת בסחר בגז טבעי ואשר מתעתדת לספק גז לצרכנים תעשייתיים ומסחריים גדולים במצרים.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ג. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

(2) (המשך):

יובהר, כי אין כל ודאות כי מכירת הגז לדולפינוס על פי הסכם הייצוא מתמר תתממש, וזאת עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם הייצוא מתמר, כולם או חלקם, וכיוצ"ב.

יצוין כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים בוחנת השותפות, ביחד עם שותפיה, אפשרויות שונות להזרמת גז טבעי מישראל למצרים, ובהן דרך ירדן (שימוש בצינור הפן ערבי), הקמת צינור ימי חדש למצרים ובניית חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למצרים (באזור ניצנה או כרם שלום).

עוד יצוין, כי השותפות מנהלת ביחד עם נובל וגורמים מצריים, משאים ומתנים עם בעלי הזכויות השונים ב-EMG לבחינת רכישת זכויות ב-EMG על מנת להשתמש בצינור הגז שבבעלות EMG לצורך הזרמת גז טבעי מישראל למצרים. יודגש כי, המשאים ומתנים הנ"ל אינם מחייבים את הצדדים עד לחתימת הסכמים מחייבים וכי אין כל ודאות כי ייחתמו הסכמים מחייבים כאמור.

(3) לאור חתימת הסכם הייצוא מתמר עם דולפינוס, מכתב כוונות בלתי מחייב לניהול משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר ל-UFG, אשר נחתם בשנת 2014 בין שותפי תמר לבין חברת UFG, אינו רלוונטי עוד. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים שותפי תמר אפשרויות שונות לאספקת גז טבעי לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים, בין על בסיס מזדמן (interruptible) ובין על בסיס קבוע. לפרטים אודות בחינת אפשרות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר, ראה ביאור 21ג7.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לויתן :

א) הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לויתן:

במהלך השנים 2016-2018 חתמה השותפות, יחד עם יתר שותפי לויתן³⁹, על מספר הסכמים לאספקת

גז טבעי מפרויקט לויתן, אשר עיקריהם מובאים להלן :

שנת תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ⁴⁰	האם קיימות אפשרויות הארכה?	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM) ⁴¹	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
יצרני חשמל פרטיים ⁴²	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לויתן או המועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכוח של הרוכשת (לפי המאוחר)	18-20 שנים ממועד תחילת האספקה, למעט הסכם אחד בו נקבע כי תקופה זו תיספר ממועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכח של הרוכשת או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של פרויקט לויתן (לפי המוקדם) למעט הסכם בין כ"ל לשותפי לויתן בו קיימת תקופת אספקה שונה.	כ- 28.9	נוסחת ההצמדה של ההסכמים למעט הסכם כ"ל מבוססת על הצמדה לתעריף ייצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה".
לקוח תעשייתי	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לויתן	15 שנים	כ- 3.1	נוסחת ההצמדה מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה". קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק.
הסכם ייצוא Nepco –	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לויתן, המועד בו מתקני הרוכשת מוכנים או המועד בו מערכות ההולכה הרלוונטיות תהיינה מוכנות (לפי המאוחר)	15 שנים	כ- 45	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה והשתתפות בתשלומים לנתג"ז.
הסכם ייצוא – דולפינוס	מועד הזרמת הגז בכמויות מסחריות ממאגר לויתן, המועד בו מתקני הרוכשת מוכנים או המועד בו מערכות ההולכה הרלוונטיות תהיינה מוכנות (לפי המאוחר)	10 שנים	כ- 32	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent).
סה"כ			כ- 109	

³⁹ יצוין כי, הסכם הייצוא לדולפינוס נחתם על-ידי השותפות ונובל. בכוונת השותפות ונובל להמחות את הסכם הייצוא ליתר שותפי לויתן או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט לויתן, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא, לצורך מכירתו לדולפינוס.

⁴⁰ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

⁴¹ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי לויתן לספק ללקוח במשך לתקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו לרכוש הינה נמוכה מכמות זו. יצוין, כי קיימים הסכמים בהם נקבע מנגנון לפיו הרוכש יהא רשאי להגדיל/להפחית את הכמויות הנרכשות (לרבות הכמות המירבית הכוללת) עד למועד הקבוע בהסכם, בהתאם לצרכיו ולחוראות שנקבעו בהסכם.

⁴² יובהר כי בהסכמים המתוארים לעיל לא התקיימו כל התנאים המתלים להסכם.

⁴³ בהסכם האספקה שנחתם בין שותפי לויתן לבין כ"ל ביום 21.2.2018 נקבע מנגנון דומה למנגנון הארכת הסכם כ"ל מתמר.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לווייתן (המשך):

א) הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן (המשך):

פרטים נוספים אודות הסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי לווייתן:

(1) בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.

(2) בהתאם למתווה הגז, ניתנה לכל אחת מהרוכשות אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, לכמות השווה ל-50% מהכמות השנתית הממוצעת אותה צרכה בפועל בשלוש השנים שקדמו למועד ההודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה הנ"ל בהודעה, שתניתן למוכרים במהלך תקופה של 3 שנים שתחל בחלוף 5 שנים ממועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט לווייתן לרוכשת או 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה את העברת הזכויות בחזקות כריש ותנין בהתאם למתווה הגז (קרי: 13 בדצמבר 2020) (לפי המאוחר מביניהם). הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

(3) הסכמי האספקה כוללים מספר תנאים מתלים הכוללים, בין היתר, קבלת רשיון למערכת הולכת הגז ממאגר לווייתן בהתאם לחוק משק הגז הטבעי (ראה פסקה 3 להלן), קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי לווייתן (ביום 23 בפברואר 2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטה כאמור, ראה ביאור 27 לעיל), וקבלת אישורים הנדרשים מצד הרוכשת בקשר עם ההסכם. בחודש מאי 2017 הודיעו שותפי לווייתן ללקוחותיהם במשק המקומי על התקיימות כל התנאים המתלים של המוכרים (שותפי לווייתן), כאמור לעיל. יצויין כי עם מתן הודעה כאמור לפז זיקוק אשדוד, התקיימו כל התנאים המתלים שנקבעו בהסכם אספקת הגז בין שותפי לווייתן לבין פז זיקוק אשדוד מיום 24 בנובמבר 2016 (קרי: כל התנאים המתלים הן של המוכרים הן של הרוכשת).

(4) בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי לווייתן לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט לווייתן או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

ב) הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן:

בחודש ספטמבר 2016 נחתם הסכם מפורט לאספקת גז טבעי בין NBL Jordan Marketing Limited (להלן: "**חברת השיווק**") לבין חברת החשמל הלאומית של ירדן - The National Electric Power Company (להלן: "**NEPCO**") ו-"**הסכם הייצוא**", בהתאמה). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של השותפים בפרויקט לווייתן, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בפרויקט לווייתן. על-פי הסכם הייצוא, התחייבה חברת השיווק לספק ל-NEPCO גז טבעי למשך תקופה של כ-15 שנה לאחר תחילת האספקה המסחרית או כאשר היקף האספקה הכולל יהיה כ-45 BCM. האספקה על-פי הסכם הייצוא צפויה להתחיל עם תחילת האספקה ממאגר לווייתן והשלמת מערכות ההולכה הנדרשות להולכת גז טבעי ל-NEPCO בישראל ובירדן.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לווייתן (המשך):

ב) הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (המשך):

אספקת הגז צפויה להתבצע ביציאה ממערכת ההולכה הישראלית בגבול בין ישראל לירדן. עלות השלמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן מוערכת בסכום של כ-111 מיליון דולר (100%, חלקה של השותפות כ-50.3 מיליון דולר).

NEPCO התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם הייצוא.

מחיר הגז שנקבע בהסכם מבוסס על מחיר המוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה" בתוספת של עמלת שיווק, דמי הולכה והשתתפות בתשלומים לנתג"ז.

יצוין כי, על-פי החלטת מיסוי בקשר עם ההסכם, מחויבים שותפי לווייתן להציע לכל לקוח ישראלי חדש חלופת מחיר גז טבעי שיקבע בהתאם למחיר חבית ברנט (Brent), כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן, הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר. ההתחייבות להצעה כאמור מכוח החלטת המיסוי תחול במהלך תקופה של שלוש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא (קרי, עד ליום 25 בספטמבר 2019).

מועד האספקה ע"פ ההצעה יחל בכל תקופה שהיא שתחילתה מתחילת האספקה ע"פ הסכם הייצוא (הצפויה לחול עם תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן, קרי עד סוף שנת 2019 בהתאם להערכת השותפות) ועד לשש שנים מיום חתימת הסכם הייצוא.

ביום 7 במרץ 2018 (לאחר תאריך הדוחות הכספיים) הודיעה השותפות כי התקיימו כל התנאים המתלים שנקבעו בהסכם.

ג) חתימה על מכתב כוונות (בלתי מחייב) בין שותפי לווייתן ל-BG International Limited ליצוא גז טבעי:

בהמשך למכתב הכוונות הבלתי מחייב מחודש יוני 2014 אשר נחתם בין שותפי לווייתן לבין חברת BG International Limited, אשר נרכשה על-ידי Shell, ממשיכה השותפות ביחד עם יתר שותפי לווייתן לנהל משא ומתן עם Shell לאספקת גז טבעי, לצורך הזנת מתקן ההנזלה הקיים של Shell בעיר אידקו שבמצרים (להלן בסעיף זה: "מתקן ההנזלה").

יובהר, כי העסקה כאמור לעיל תהא כפופה להשלמה המוצלחת של המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב. אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של ההסכם המחייב, וכי אין כל ודאות שהסכם כאמור ייחתם.

כמו כן, בוחנת השותפות ביחד עם יתר שותפיה במאגר אפרודיטה את האפשרות לאספקת גז טבעי משותפת עם פרויקט לווייתן למתקן ההנזלה, אשר תתבצע, אם תתבצע, ממאגר אפרודיטה בהיקף של כ-6 BCM בשנה לתקופה של כ-15 שנה. וזאת בכפוף לתכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה כמפורט בביאור 3ג7 לעיל, וכן מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן, וזאת במסגרת שלב 1' לתכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, כמפורט בביאור 2ג7.

יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות הקיבולת השנתית המקסימלית של מתקני ההנזלה הינה כ-12 BCM בשנה.

ד) הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לדולפינוס:

בחודש נובמבר 2015 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב בין שותפי לווייתן לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: "מכתב הכוונות"), במסגרתו אישרו הצדדים את כוונתם לנהל משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן לדולפינוס באמצעות צינור (להלן בסעיף זה: "ההסכם המחייב").

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לווייתן (המשך):

ד) הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן לדולפינוס (המשך):

בחודש פברואר 2018 (לאחר תאריך הדוחות על המצב הכספי) נחתם הסכם בין השותפות ונובל (להלן "הרוכשת") ליצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן למצרים (להלן בסעיף זה: "הסכם הייצוא מלווייתן") אשר נחתם בהמשך למכתב הכוונות.

המוכרות פנו ליתר השותפים בפרויקט לווייתן במטרה להמחות את הסכם הייצוא מלווייתן ליתר שותפי לווייתן או להתקשר עמם בהסכמים לרכישת הגז הטבעי מפרויקט לווייתן, בהתאם לתנאי הסכם הייצוא מלווייתן לצורך מכירתו לדולפינוס. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם הומחה הסכם הייצוא מלווייתן וכן טרם בוצעה התקשרות עם יתר שותפי לווייתן בהסכמים כאמור.

בהסכם הייצוא מלווייתן נקבע, כי אספקת הגז לרוכשת תתבצע על בסיס מחייב (Firm). המוכרות התחייבו לספק לרוכשת כמות שנתית של כ- BCM 3.5 והרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמות מינימלית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. כמות הגז החוזית הכוללת הנקובה בהסכם הייצוא מלווייתן הינה כ- BCM 32.

מחיר הגז שיוספק לרוכשת תחת הסכם הייצוא מלווייתן יקבע על פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent). האספקה על-פי הסכם הייצוא מלווייתן צפויה להתחיל עם תחילת ההפקה ממאגר לווייתן. האספקה תימשך עד לאספקת הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם הייצוא מלווייתן או עד דצמבר 2030, לפי המוקדם מביניהם.

הסכם הייצוא מלווייתן כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובמצרים (לרבות קבלת אישורים לייצוא וייבוא הגז כאמור), כניסה להסכמים שיאפשרו שימוש בתשתית ההולכה, לרבות חתימה על הסכמי הולכה בין המוכרות לבין נתג'ז (ככל שיידרשו), קבלת ערבויות לטובת המוכרות כפי שגדרש בהסכם הייצוא מלווייתן, וכן קבלת אישורים מרשויות המס בישראל ביחס לעסקאות נשוא הסכם הייצוא מלווייתן.

יובהר, כי אין כל ודאות כי מכירת הגז לרוכשת על פי הסכם הייצוא מלווייתן תתממש, וזאת עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם הייצוא מלווייתן, כולם או חלקם, וכיוצא ב.

יצוין כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים בוחנת השותפות, ביחד עם שותפיה, אפשרויות שונות להזרמת גז טבעי מישראל למצרים, ובהן דרך ירדן (שימוש בצינור הפן ערבי), הקמת צינור ימי חדש למצרים ובניית חיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למצרים (באזור ניצנה או כרם שלום). עוד יצוין, כי מנהלת השותפות, ביחד עם נובל וגורמים מצריים, משאים ומתנים עם בעלי הזכויות השונים ב-EMG לבחינת רכישת זכויות ב-EMG על מנת להשתמש בצינור הגז שבבעלות EMG לצורך הזרמת גז טבעי מישראל למצרים. יודגש כי, המשאים ומתנים הנ"ל אינם מחייבים את הצדדים עד לחתימת הסכמים מחייבים וכי אין כל ודאות כי ייחתמו הסכמים מחייבים כאמור.

עוד יצוין, כי כניסתם לתוקף של הסכמים מחייבים (אם וככל שיחתמו) תהא כפופה להתקיימות תנאים מתלים שונים, ובין היתר, קבלת כל האישורים הרגולטוריים הנדרשים לפי כל דין, ביצוע מבחנים טכניים על-מנת לבחון ולאשר את האפשרות להשתמש בצינור של EMG והסדרת הבוררויות הפתוחות של EMG ובעלי מניותיה.

ד. הערכות בדבר כמויות הגז ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, ותחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בכל אחד מהסכמי האספקה (ככל שאלו טרם התקיימו), אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי כל אחת מהרוכשות האמורות, מחירי הגז שיקבעו בהתאם לנוסחאות הקבועות בהסכמי האספקה, תעריף ייצור החשמל, שער חליפין דולר-שקל (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מחירי הברנט (ככל שרלבנטיים

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ד. הערכות בדבר כמויות הגז ומועדי האספקה (המשך):

להסכם האספקה), מדד המחירים האמריקאי (U.S CPI) (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), ביצוע והשלמת הרכבת האספקה מפרויקט תמר (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), הקמת והפעלת תחנות הכח ו/או מתקנים אחרים של הרוכשות (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושן וכיוצ"ב.

ה. תלות במפעילה והסכמי המפעילה:

עיקר פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות בישראל "מיכל-מתן", "רציו-ים" ו"ים תטיס" מתבצעת על ידי נובל. עיקר פעילותה של השותפות בעסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין מתבצעת על-ידי נובל קפריסין. על פי הסכמי התפעול המשותף בעסקאות משותפות אלה הוסכם שנובל או נובל קפריסין, בהתאם לאמור, תשמש כמפעילה מנהלת והיא תהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. על פי כללי ההתחשבות המנויים בהסכמים, זכאיות נובל או נובל קפריסין בהתאם לאמור כמפעילה להחזר הוצאות עקיפות המחושבות כאחוז מההוצאות הישירות כמפורט להלן:

עסקה משותפת מיכל מתן:

על-פי כללי ההתחשבות זכאית נובל להחזר כל ההוצאות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל. בעקבות תיקון להסכם התפעול המשותף שנחתם במהלך שנת 2016, נקבע כי החל מיום 1 בינואר 2016 זכאית נובל לדמי מפעיל בשיעור השווה ל-1% מסך ההוצאות הישירות, למעט ביחס לפעולות שיווק. במהלך השנה שילמו שותפי תמר לנובל דמי מפעיל בסך של כ- 2.5 מיליון דולר (100%, חלקה של השותפות כ- 0.7 מיליון דולר), בשנת 2016: שולמו דמי מפעיל עבור התקופה מחודש יולי 2006 ועד לתום שנת 2016 בסך של כ- 22.4 מיליון דולר (100%, חלקה של השותפות כ- 7 מיליון דולר).

עסקה משותפת רציו ים:

נובל זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בשלב החיפוש. ביום 30 ביוני 2016 חתמו השותפים על תיקון להסכם התפעול המשותף בגין חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון, לפיו ישולמו למפעיל הוצאות עקיפות (עלות שירותים עקיפים ותקורה) בשיעור של 1% מכלל הוצאות הפיתוח הישירות, כהגדרתן בהסכם, וזאת בכפוף להחרגות מסוימות. במהלך השנה שילמו שותפי לווייתן לנובל סך של כ- 8.8 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ- 4 מיליון דולר), בשנת 2016: שולמו דמי מפעיל עבור התקופה משנת 2011 עד וכולל שנת 2015 בסך של כ- 1.8 מיליון דולר (חלקם של השותפים הישראלים, חלקה של השותפות כ- 1.4 מיליון דולר).

עסקה משותפת ים תטיס:

נובל זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת, בשיעור של 1% מההוצאות עד להיקף הוצאות של 20 מיליון דולר לשנה ומעבר לסכום זה בשיעור של 0.85% מההוצאות.

בלוק 12 בקפריסין:

נובל קפריסין זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בשלב החיפוש.

ו. תלות בלקוח:

לשותפות לקוח עיקרי עימו נחתם הסכם מחייב לאספקת גז מפרויקט תמר - חברת החשמל (ראה פסקה ג1 לעיל).

חלקה של השותפות במכירות לחברת חשמל בשנת החשבון הסתכם לכ- 263.7 מיליון דולר (2016: כ- 297.6 מיליון דולר; 2015: כ- 271 מיליון דולר). יתרת החוב של חברת החשמל ליום 31 בדצמבר 2017 נכלל במסגרת סעיף לקוחות הינו כ- 15.8 מיליון דולר (31 בדצמבר 2016: 32.2 מיליון דולר). כמו כן, לשותפות לקוח עיקרי נוסף, ראה גם ביאורים 14 וביאור 22 להלן.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ז. היתרים ורשיונות למתקני הפרויקטים:

1. במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס היתרים ורשיונות מכוח חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי הדרושים לצורך הקמת והפעלת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה.
2. במסגרת פיתוח פרויקט תמר קיבלו שותפי תמר אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי וקונדנסט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר שלפיו, שותפי תמר מחויבים, בין היתר, להעמיד ערבות בסכום כולל של כ- 25.6 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 5.6 מיליון דולר). לעניין רשיון להפעלת צינור "10, באמצעות חברה יעודית "תמר 10 אינטש בע"מ" בבעלות שותפי תמר, ראה ביאור 11 להלן.
3. בחודש פברואר 2017, העניק שר האנרגיה לחברה יעודית בבעלות שותפי לווייתן, "לווייתן מערכת ההולכה בע"מ", רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת ההולכה.

ח. שעבודים וערבויות:

1. פקדון בבנק לזמן קצר ליום 31 בדצמבר 2017 בסך של כ-94.2 מיליון דולר משמש לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות החוב תמר בונד (ראה ביאור 10 לעיל).
2. פקדון בבנק לזמן ארוך ליום 31 בדצמבר 2017 בסך של כ-101.5 מיליון דולר משמש כרית בטחון במסגרת הנפקת אגרות חוב תמר בונד (ראה ביאור 10 לעיל).
3. פקדונות בבנקים ליום 31 בדצמבר 2017 בסך של כ-9 מיליון דולר משמשים להבטחת ערבויות בקשר עם חלק מהזכויות הנפט שבגינן הומצאו ערבויות לטובת משרד האנרגיה (ראה סעיף 5 להלן).
4. ראה גם ביאורים 10 ו-11 בדבר שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, במסגרת הנפקת אגרות חוב תמר בונד והתחייבות לתאגידים בנקאיים.
5. על פי דרישת רפובליקת קפריסין במסגרת הסכם הזיכיון כאמור בביאור 37 לעיל, בשנת 2013 העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע לטובת הרפובליקה של קפריסין. בתמורה להעמדת הערבות משלמת השותפות עמלת ערבות לקבוצת דלק בסך של כ-492 אלפי דולר לשנה בחמש השנים הראשונות ממועד העמדת הערבות, ומהשנה השישית ועד 25 שנים ממועד העמדת הערבות, תעמוד עמלת הערבות בסך של כ-368 אלפי דולר לשנה.

ט. הליכים משפטיים:

1. ביום 12 במרץ 2015, הגישו השותפות ונובל (להלן יחד בסעיף זה: "התובעות") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים כנגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה (להלן בסעיף זה: "הנתבעת"), הכוללת בעיקרה השבתם של תמלוגים, אשר שילמו התובעות, ביתר ותחת מחאה, לנתבעת, בגין הכנסות הנובעות מהסכמי אספקת גז אשר נחתמו בין לקוחות צד ג' (להלן בסעיף זה: "הלקוחות הסופיים") לבין שותפי ים תטיס, ואשר חלק מן הגז נשוא הסכמים אלו סופק מפרויקט תמר, והכל בהתאם למתווה המכירה, המפורט בביאור 47 לעיל. עוד ביקשו התובעות במסגרת התביעה ליתן סעד הצהרתי לפיו התמלוגים שתשלמנה התובעות בעתיד בגין הכנסות אלו יהיו על בסיס התמורה אשר תתקבל מהלקוחות הסופיים (להלן בסעיף זה: "התמורה ההסכמית"). בצירוף חלקה של קבוצת דלק, שאינה בעלת הזכויות בתמר (להלן ביחד עם התמורה ההסכמית: "התמורה הכוללת"). ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה, במובחן מטענת המדינה, הרי שהתובעות כבעלות הזכויות הן בים תטיס והן בתמר נוטלות מן הגז שברשותן כך שלא התקיימה כל מכירה בין "פרויקט תמר" ל"פרויקט ים תטיס" ועל כן עליהן לשלם תמלוגים על בסיס התמורה הכוללת בלבד. כפועל יוצא, הרי שהמדינה גובה מהתובעות תמלוגים ביתר, בגין סכומים העולים על הסכומים אשר הן מקבלות מהלקוחות הסופיים, קרי מהתמורה ההסכמית, המשקפת את שווי השוק של הגז, וזאת לנוכח היותם של הלקוחות הסופיים צד בלתי קשור.
- נכון ליום 31 בדצמבר 2017, סעד ההשבה בגין טענת התובעות הראשית כאמור, עומד על כ-26.7 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-12.4 מיליון דולר).

1. (המשך):

לחילופין, טענו התובעות כי אף אם התקיימה מכירה כלשהי, הרי שהמכירה שהתבצעה הינה בגין חלקן של בעלות הזכויות בפרויקט תמר שאינן בעלות הזכויות בים תטיס (ישראל מקו ודור - 32.75% ובחלק מן התקופה לאחר רכישת הזכויות בפרויקט תמר על ידי תמר פטרוליום ואורסט - 45.5%) לבין בעלות הזכויות בפרויקט ים תטיס, כאשר יתרת הגז המסופקת ללקוחות הסופיים על ידי התובעות (67.25%), ובחלק מן התקופה לאחר מכירת הזכויות בפרויקט תמר לתמר פטרוליום ואורסט בעלות זכויות - 54.5%) הינה גז שברשות התובעות שבו רשאיות הן לעשות שימוש לצורך אספקת הגז ללקוחות הסופיים כאמור (להלן בסעיף זה: "גישת המכירה החלקית").

נכון ליום 31 בדצמבר 2017, סעד ההשבה בגין גישת המכירה החלקית כאמור, עומד על כ-18.6 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-8.7 מיליון דולר).

בקדם משפט שהתקיים ביום 13 בינואר 2016, ניתן תוקף החלטה להצהרת הצדדים כי יעשו מאמץ להגיע להסכמות אשר ייתרו את המשך הדיון בתובענה. נסיונות הצדדים לא צלחו ולפיכך נדרשו הצדדים להמשיך בהליך התובענה. ביום 2 בנובמבר 2016 הגישו התובעות "בקשה לניהול הדיון בדלתיים סגורות והטלת איסור פרסום" וזאת בצירוף תצהיר גילוי מסמכים (להלן בסעיף זה: "בקשת התובעות").

ביום 17 בנובמבר 2016 הגישה הנתבעת את תשובתה נשוא בקשת התובעות (להלן בסעיף זה: "תשובת הנתבעת") ואילו ביום 8 במרץ 2017 הגישו התובעות תגובתן נשוא תשובת הנתבעת. ביום 19 בספטמבר 2017 התקיים דיון קדם משפט נוסף, אשר דן בבקשת התובעות לקיום הדיון בדלתיים סגורות. ביום 30 באוקטובר 2017 נעתר בית המשפט לבקשת התובעות, כך שהתביעה תנוהל בדלתיים סגורות וזאת בכפוף לכך שבסיום ההליך תהא בידי הנתבעת האפשרות לעתור לפתיחת הדלתיים ולהיתר פרסום. ביום 29 בנובמבר 2017 הגישה המדינה בקשת רשות ערעור לבית המשפט העליון על החלטת בית המשפט המחוזי לניהול הדיון בדלתיים סגורות (להלן בסעיף זה: "הבר"ע"), במסגרתה ביקשה המדינה לנהל את הדיון בדלתיים פתוחות בין היתר לאור שיקולים של פומביות הדיון. ביום 18 בדצמבר 2017 נתקבלה החלטת בית המשפט העליון במסגרתה נדחה הבר"ע מטעם המדינה. דיון קדם משפט מסכם נקבע ליום 15 באפריל 2018.

להערכת השותפות בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, הסיכוי שגישת המכירה החלקית תתקבל עולה על הסיכוי כי זו תדחה.

2.

ביום 18 ביוני 2014, הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן: "בקשת האישור"). עניינה של הבקשה האמורה במחיר שבו מוכרים שותפי תמר גז טבעי לחברת החשמל. בבקשת האישור נטען כי מחיר הגז לחברת החשמל הוא מחיר בלתי הוגן המהווה ניצול לרעה של מעמדם של שותפי תמר כבעלי מונופולין בתחום אספקת גז טבעי בישראל, באופן המנוגד לסעיף 29א לחוק ההגבלים העסקיים.

הסעדים המבוקשים בבקשת האישור הם: פיצוי של כל צרכני החשמל בהפרש שבין המחיר ששילמה חברת החשמל עבור גז טבעי שסופק על ידי שותפי תמר לבין מחירו ההוגן, המוערך בסך כולל של כ-2.5 מיליארד ש"ח (במונחי 100%), וכן צווים הצהרתיים, לפיהם על שותפי תמר להימנע מלמכור את הגז הטבעי מפרויקט תמר בסכום העולה על הסכום שנקבע בבקשת האישור, ומכירתו במחיר גבוה יותר מהווה ניצול לרעה של כוחם המונופוליסטי.

ביום 7 ביולי 2016 התקיים דיון בבית המשפט בבקשת סילוק על הסף אשר הגישו שותפי תמר ביום 20 באפריל 2016, לאחר שהיועץ המשפטי לממשלה הגיש עמדה מטעמו לפיה יש לסלק על הסף את בקשת האישור. בעמדתו טען היועץ המשפטי לממשלה כי אין מקום לברר את התובענה הייצוגית, משום שלא ניתן לתקוף את אסדרת המחירים (שהיא רכיב אחד במתווה הגז) במנותק ממתווה הגז כולו, ומקומה של הביקורת השיפוטית על מתווה הגז היא בבג"ץ ולא בתובענה ייצוגית. היועץ המשפטי לממשלה הוסיף וטען כי בירור התובענה הייצוגית עלול לסכל את מימוש מתווה הגז.

ביום 23 בנובמבר 2016 ניתנה החלטה לפיה נדחתה הבקשה לסילוק בבקשת האישור על הסף, וביום 15 בדצמבר 2016 הגישו שותפי תמר בקשת רשות ערעור על החלטה זו.

דיון בבקשת רשות הערעור התקיים ביום 16 במרץ 2017 בפני הרכב של שלושה שופטים. ביום 28 בספטמבר 2017 התקבלה החלטת בית המשפט העליון לדחות את בקשת הערעור ולהחזיר את הדיון לבית המשפט המחוזי על מנת שידון בבקשת האישור לגופה. ביום 18 באוקטובר 2017 התקיים דיון קדם-משפט בבית המשפט המחוזי במסגרתו נקבעו מועדים לחקירות המומחים והמצהירים בתיק לחודשים ינואר ופברואר 2018. ביום 29 באוקטובר 2017 הגישו שותפי תמר בקשה לזימון עדים בתיק מטעם המדינה ובקשה להוספת ראיות. ביום 8 בדצמבר 2017 קיבל בית המשפט את הבקשה לזימון עדים כאמור וקבע כי אלו יגישו תצהירים עליהם יחקרו בחודש מרץ 2018. כמו כן, דחה בית המשפט את בקשת שותפי תמר להוספת ראיות. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הסתיימה חקירת המומחים מטעם הצדדים. שני מועדים נוספים נקבעו לחודש מאי 2018, במהלכם יחקרו יתר המצהירים בהליך. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים סיכוייה של הבקשה לאישור התביעה כתביעה ייצוגית להתקבל נמוכים מ-50%.

3. בקשה לאישור תביעה ייצוגית בקשר עם עסקת המיזוג (כאמור בביאור 1 לעיל):

ביום 25 בדצמבר 2016, הוגשה בקשה לאישור תביעה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "הבקשה") בטענה כי עסקת המיזוג בין השותפות לשותפות אבנר, אושרה בהליך שאינו הוגן והתמורה למחזיקי יחידות המיעוט בשותפות אבנר, כפי שנקבעה בהסכם המיזוג, הינה בלתי הוגנת. הבקשה הוגשה כנגד שותפות אבנר, השותף הכללי בשותפות אבנר וחברי הדירקטוריון בו, קבוצת דלק כבעלת השליטה בשותפות אבנר (בשרשרת), וכנגד פרייס ווטרס האוס קופרס ייעוץ בע"מ PWC כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה שותפות אבנר.

בין היתר נטען בבקשה, כי חברי הוועדה, דירקטוריון שותפות אבנר וחברת השותף הכללי בשותפות אבנר הפרו את חובת הזהירות כלפי שותפות אבנר, וכי שותפות אבנר התנהלה באופן שקיפח את המיעוט. סך הנזק הוערך על-ידי המבקשים בסכום של 320 מיליון ש"ח. ביום 13 בפברואר 2017, אישר בית המשפט הסדר דיוני שלפיו הבקשה תתוקן על-ידי הוספת טענה לקיפוח המיעוט על-ידי קבוצת דלק. יצויין כי, ביום 6 ביולי 2017 הורה בית המשפט, בהתאם לבקשת השותפות, על צירוף השותפות כמשיבה. ביום 27 ביולי 2017 הוגשו תשובות לבקשת האישור וביום 14 בינואר 2018 הגישו המבקשים את תגובתם לתשובות כאמור. דיון קדם משפט בבקשת האישור נקבע ליום 13 ביוני 2018. להערכת היועצים המשפטיים של השותפות, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

י. רגולציה:

1. מתווה הגז:

א) ביום 16 באוגוסט 2015, התקבלה החלטת ממשלה מס' 476 (אשר שבה ואומצה בהחלטת הממשלה מיום 22 במאי 2016) בנושא "מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי "תמר" ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי "לויתן", "כריש" ו"תנין" ושדות גז טבעי נוספים" (להלן בסעיף זה: "החלטת הממשלה"), אשר נכנסה לתוקף ביום 17 בדצמבר 2015, עם הענקת פטור מהוראות מסוימות בחוק ההגבלים העסקיים לשותפות, רציו ונובל (להלן בסעיף זה: "הצדדים") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק ההגבלים העסקיים (להלן בסעיף זה: "הפטור" או "הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים"), אשר עיקריהם מובאים להלן (ראה גם ביאור 1 לעיל).

ב) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

- 1) ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על ההגבלים כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על ידי הצדדים; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחבירת הצדדים כבעלים במשותף של היתר רציו-ים ומאגר לויתן.
- 2) ההסדר הכובל שייוצר, לכאורה, במקרה בו הצדדים או חלק מהם ישווקו במשותף את הגז שיופק ממאגר לויתן לשוק המקומי עד יום 1 בינואר 2025.

(ב) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור (המשך):

- (3) ההסדר הכובל שייווצר, לכאורה, במקרה שבו הצדדים או חלק מהם ישווקו את הגז שיופק ממאגר לווייתן במשותף לייצוא בלבד.
- (4) ההסדר הכובל העשוי להיווצר כתוצאה מהסכם רכישה מסוים של גז טבעי ממאגר לווייתן, ובלבד שההסכם כאמור נחתם עד יום 1 בינואר 2025.
- (5) בכל הקשור לפעילותם במאגרי תמר ולווייתן בלבד, היותן של השותפות ונובל בעלות מונופולין לפי הכרזות הממונה על ההגבלים.

(ג) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בפסקה ב לעיל מותנה בקיומם של התנאים הבאים:

(1) מאגרי כריש ותנין:

- (א) על-פי המתווה חויבו השותפות ונובל להעביר את כל זכויותיהן בחזקות כריש ותנין לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם, שיאושר על-ידי הממונה על ענייני הנפט.
- (ב) מכסת הייצוא המותרת ממאגרי כריש ותנין בהיקף של BCM 47 הוחלפה, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בכריש ובתנין, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לווייתן.
- בהתאם להוראות המתווה הועברו זכויות השותפות ונובל בחזקות כריש ותנין בחודש דצמבר 2016. לפרטים נוספים בדבר הסכם למכירת מאגרי כריש ותנין ראה ביאור 8 לעיל.

(2) פרויקט תמר:

- (א) השותפות תעביר תוך 72 חודשים ממועד מתן הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים (להלן: "המועד הקובע לתמר") את מלוא זכויותיהן בחזקות תמר לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם או למי שמחזיק באמצעי שליטה במאגר לווייתן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה. יצוין כי, בחודש יולי 2017 מכרה השותפות 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בפרויקט תמר (ראה ביאור 1ג7 לעיל).
- (ב) עד המועד הקובע לתמר תעביר נובל לממונה על ענייני הנפט חוזה מכירה מחייב, כך שלאחר מימוש, זכויות נובל בחזקות תמר לא יהיו גבוהות מ-25% והזכויות העודפות יועברו לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם, ואינו מחזיק באמצעי שליטה במאגר לווייתן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה.
- (ג) החל במועד הקובע לתמר או ביום מכירת זכויות נובל בחזקות תמר, כאמור לעיל, לפי המוקדם, נובל לא תחזיק בזכות וטו כלשהי הנוגעת למאגר תמר.
- (ד) התמורה בעד מלוא זכויות השותפות ונובל בתמר לא תשולם בתמלוגים. התמורה תשולם בתשלומים עתיים, ובלבד שאבני הדרך לתשלומים לא יהיו קשורים למחירים או לכמויות של גז הנמכרים ממאגר תמר. על אף האמור, השותפות ונובל רשאיות להותיר בידיהן זכות לתמלוג ממכירת נפט (למעט קונדנסט) ממאגר תמר, ככל שיימצא.

(3) הסכמים חדשים לאספקת גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר:

- (א) הסכמים לאספקה של גז טבעי ממאגרי לווייתן ותמר, שייחתמו ממועד החלטת הממשלה, יעמדו בכלל ההוראות שלהלן:
- (1) לא תחול על הצרכן כל מגבלה בנוגע לרכישת גז טבעי מכל ספק גז טבעי אחר.
- (2) לצרכן תהא האפשרות למכור גז טבעי שרכש במכירה משנית, בהתאם לתנאים ולהוראות שנקבעו בפטור.
- (3) הצדדים לא יחילו כל מגבלה על מחיר המכירה שבו ימכור הצרכן את הגז הטבעי במכירה משנית.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

1. מתווה הגז (המשך):

ג) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בפסקה ב לעיל מותנה בקיומם של התנאים הבאים

(המשך):

3) (המשך):

ב) ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר תמר שיחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד תום 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה על ענייני הנפט את העברת הזכויות בכריש ותנין (להלן: "מועד פתיחת האופציות"), בעלי הזכויות במאגר תמר יידרשו להציע לכל צרכן את האפשרות לרכוש גז בהסכם לכל תקופה שיבחר עד 8 שנים או תקופה ארוכה יותר שתוסכם בין הצדדים לצרכן. בכל הנוגע להסכם שאורכו עולה על 8 שנים, תעמוד לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם בחלון זמן של 3 שנים שיתחיל במועד פתיחת האופציות.

ג) ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר לויתן שיחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד מועד פתיחת האופציות, בעלי הזכויות במאגר לויתן יידרשו להציע לכל צרכן את האפשרות לרכוש גז בהסכם לכל תקופה שיבחר עד 8 שנים או תקופה ארוכה יותר שתוסכם בין הצדדים לצרכן.

ד) מבלי לגרוע מהאמור בסעיף קטן ג. לעיל, ביחס להסכמי מכירה של גז טבעי ממאגר לויתן, כל עוד לא חלפו שישה חודשים מהיום בו אישר הממונה על ענייני הנפט את העברת הזכויות בכריש ותנין, יחולו ההוראות הבאות:

1) הצדדים לא ינהלו משא ומתן או יתחייבו לספק גז ללקוח שרכש גז מפרויקט תמר ומימש את אופציית הפחתת הכמויות כאמור לעיל ביחס לכמויות שהופחתו.

לגבי כל הסכם שיחתם לתקופה שבין 4 ל-8 שנים בהיקף אספקה העולה על BCM 0.5 לשנה, יעמידו הצדדים לצרכן זכות חד צדדית לקיצור תקופת ההסכם במהלך התקופה שראשיתה במועד המאוחר מבין המועדים שלהלן וסופה בתום שנה ממועד זה: (i) 31 בדצמבר 2022; (ii) ככל ומועד אספקת הגז ממאגר לויתן יידחה באישור הממונה על ענייני הנפט, בחלוף 3 שנים ממועד תחילת האספקה המסחרית במאגר לויתן; (iii) מועד פתיחת האופציות. כל האמור בסעיף זה יחול רק אם נכנסו לתוקף הסכמי ייצוא מחזקת לויתן בהיקף מצטבר של לפחות BCM 120.

2) בהסכמים לתקופה העולה על 8 שנים תינתן לצרכן זכות חד צדדית להודיע על הפחתת כמות הגז הנקובה בתניית Take or Pay לכמות השווה למחצית מכמות הצריכה השנתית הממוצעת של אותו צרכן בפועל בשלוש שנים שקדמו למועד ההודעה כאמור, וזאת בחלון זמן של 3 שנים שיחל במועד המאוחר מבין המועדים הבאים: (i) מועד פתיחת האופציות; (ii) תחילת השנה השישית ממועד אספקת הגז ללקוח ממאגר לויתן.

ה) בחודש אפריל 2017 הבהירו שותפי תמר בהודעה ששלחו לשר האנרגיה, לממונה על התקציבים במשרד האוצר ולממונה על הגבלים עסקיים, כדלקמן:

1) במקרה של עיכוב באספקת גז לראשונה על-ידי ספק גז חדש, יאפשרו שותפי תמר ללקוחותיהם, בהתאם להסכמי אספקת גז שנחתמו ממועד החלטת הממשלה ועד תום 4 שנים מהמועד בו אישר הממונה את העברת הזכויות במאגרי הגז "כריש" ו-"תנין" (מועד פתיחת האופציות), אשר היו אמורים לעבור לרכוש גז מהספק החדש, באופן מלא או באופן חלקי, להאריך את החוזה עימם עד למועד בו הספק החדש יוכל לספק גז בכמויות מסחריות (אך לא יותר מ-8 שנים מיום חתימת ההסכם עימם), וזאת מבלי לשנות את תנאי ההסכם.

2) כן הבהירו שותפי תמר כי יעניקו לצרכן שהוא יצרן חשמל או צרכן אחר המבקש להקים מתקנים חדשים ואשר נאלץ בשל דרישות המממנים של המתקנים לחתום על הסכם אספקת גז ארוך טווח, את האפשרות לחתום עמם על הסכם שאורכו עולה על 8 שנים, ובהתאם לקיבולת האספקה של פרויקט תמר.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

1. מתווה הגז (המשך):

(ד) הוראות נוספות מהחלטת הממשלה:

1) מחירים:

(א) כל עוד בעלי הזכויות בחזקות תמר ולוויתן יעמדו בתנאי החלטת הממשלה והפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים, יש להותיר על כנו את הקבוע בצו הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים (החלת החוק על גז טבעי וקביעת רמת פיקוח), התשע"ג-2013, אשר מטיל פיקוח על משק הגז ברמה של דיווח על רווחיות ומחירי הגז וזאת למשך תקופה מיום החלטת הממשלה ועד למועד בו הושלמה העברת זכויות השותפות ונובל בחזקות כריש ותנין כמפורט בסעיף 1 לעיל או בחזקת תמר כמפורט בסעיף 2 לעיל, לפי המאוחר מביניהם (להלן: "**תקופת המעבר**").

(ב) במהלך תקופת המעבר יציעו בעלי הזכויות בחזקות תמר ולוויתן ובהן השותפות (להלן בביאור זה: "**בעלי הזכויות בחזקות**") לצרכנים פוטנציאלים את חלופות המחיר והצמדת הגז הטבעי, כמפורט להלן:

1) מחיר בסיס אשר יחושב בהתאם לממוצע משוקלל של המחירים הקיימים בהסכמים בין בעלי הזכויות בחזקות לבין צרכניהם, ויעודכן בכל רבעון קלנדרי (בהתאם לחישוב המפורט בהחלטת הממשלה).

2) מחיר חבית מסוג ברנט (Brent) כפי שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית לצרכן הקיימת במועד החלטת הממשלה בהסכמים של שותפי תמר.

3) עבור יצרן חשמל פרטי (קונבציונאלי או קוגנרציה) העומד בתנאים המפורטים בהחלטת הממשלה מלבד החלופות המפורטות בסעיפים קטנים 1 ו-2 לעיל, גם חלופה הכוללת הצמדה לתעריף ייצור החשמל.

2) ייצוא גז טבעי:

(א) בהחלטת ממשלה מיום 23 ביוני 2013 אשר אימצה את עיקרי המלצותיה של ועדת צמח, בוצעו, בין היתר, הבהרות ותיקונים באשר לאופן חישוב מכסות הייצוא המותרות ואופן יצירת יתירות במערכת אספקת הגז. לפרטים נוספים ראה סעיף 3 להלן בדבר החלטת ממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל.

(ב) כמו כן, נקבע כי בעלי הזכויות בחזקות תמר יהיו רשאים להשתמש באסדת מרי B לכל תקופת חזקת תמר, לצורך ייצוא או אספקה למשק המקומי של גז טבעי ממאגר תמר, בכפוף לתנאים שנקבעו בהחלטת הממשלה.

3) מאגר תמר SW:

במסגרת החלטת הממשלה נרשמה הודעת הממונה על ענייני הנפט כי ייתן אישור לתוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, בכפוף לכך שההפקה של גז טבעי ממאגר תמר SW לא תניב הכנסות בהיקף הגבוה מ-575 מיליון דולר. מגבלת ההפקה האמורה תבוטל על-ידי הממונה על ענייני הנפט לאחר שתושג הסכמה בין המדינה לבין בעלי הזכויות בחזקות תמר בכל הנושאים הקשורים בפיתוח מאגר SW. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט לתוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW וטרם הושגה ההסכמה להסרת מגבלת ההפקה האמורה. לפרטים נוספים אודות מאגר תמר SW, ראו בביאור 17 לעיל.

4) מיסוי:

במסגרת החלטת הממשלה נרשמה הודעת רשות המיסים, המסדירה סוגיות מיסוי שונות, הנוגעות לפעילות במאגרי תמר ולוויתן. כמו כן, הממשלה החליטה לפעול לקידום תיקונים לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, שמטרתם, בין היתר, סגירת פרצות מס, הבהרות שונות וכן החלת הליכי שומה וגבייה. בנוסף נקבע, כי מחיר יחידת נפט בהסכם ייצוא ימוסה לפי התקבול בפועל מהסכם הייצוא ולא לפי "המחיר הממוצע מקומי", לאותו סוג נפט, כהגדרתו בחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, בכפוף לכך שבעל הסכם הייצוא יתחייב להציע את המחיר שנקבע בהסכם הייצוא כאמור ללקוחות חדשים בישראל, באופן ובתנאים שנקבעו במתווה הגז.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

1. מתווה הגז (המשך):

ד) הוראות נוספות מהחלטת הממשלה (המשך):

5) תוכן מקומי:

הממשלה רשמה בפניה את הודעת שר הכלכלה כי בעלי הזכויות במאגרי תמר ולוויתן מתחייבים להשקיע בתוכן מקומי בסכום מצטבר של 500 מיליון דולר על פני 8 שנים החל ממועד מתן הפטור. כתוכן מקומי ייחשבו, בין היתר, הוצאות בגין רכישת סחורות או שירותים מגופים הרשומים בישראל (לרבות גופים זרים הרשומים בישראל), רכישת טובין, רכש מקבלנים, ספקים או יצרנים ישראלים, השקעות בתחום של מחקר ופיתוח בישראל (במישרין או עקיפין), הוצאות על כח אדם (עד לתקרה של 20% מסך ההתחייבות כאמור), הוצאות על הכשרות מקצועיות, תרומות ופעילות בתחום של אחריות חברתית⁴⁴.

6) קיום סביבה רגולטורית יציבה:

ממשלת ישראל התחייבה לשמור על יציבות רגולטורית במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו - בשלוש סוגיות: government take, ייצוא והשינוי המבני שכלול בהחלטת הממשלה - למשך 10 שנים מיום קבלת החלטת הממשלה.

7) בכוונה הממונה על ענייני הנפט לדחות את מועד התחלת ההפקה המסחרית והזרמת גז טבעי למשק המקומי ממאגר לוויתן, עד ל-48 חודשים מהמועד בו ניתן הפטור.

8) אבני דרך לפיתוח מאגר לוויתן עד סוף שנת 2017 יהיה על בעלי הזכויות בחזקת לוויתן להתקשר בהסכמים מחייבים לרכישת ציוד ושירותים לצורך פיתוח החזקה בסכום של 1.5 מיליארד דולר לפחות⁴⁵, בנוסף לסכומים שהושקעו עד למועד החלטת הממשלה.

9) בעקבות החלטת הממשלה ומתן הפטור הוגשו מספר עתירות לבג"ץ. ביום 27 במרץ 2016, ניתן פסק דינו של בג"ץ בעניין העתירות האמורות. לפרטים נוספים ראה סעיף 30 וביאור 1 לעיל.

ביום 22 במאי 2016, שבה ואימצה הממשלה את החלטתה מיום 16 באוגוסט 2015 בעניין מתווה הגז, תוך קביעת הסדר חלופי לפרק י' למתווה בעניין "סביבה רגולטורית יציבה", לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים פועלת השותפות ליישום הוראות מתווה הגז הרלוונטיות לגביה. במסגרת זו, לעניין מכירת חלק מהזכויות בחזקות תמר ודלית ראה ביאור 17 לעיל ולעניין מכירת החזקות השותפות בחזקות כריש ותנין ראה ביאור 8 לעיל, וכן ממשיכה ופועלת למכירת יתרת זכויותיה במאגרים תמר ודלית.

2. הגבלים עסקיים:

א) פרויקט תמר

במהלך שנת 2012 התקבלו מספר החלטות מהממונה על ההגבלים העסקיים בדבר מתן פטור בתנאים מאישור הסדרים כובלים בקשר לחמישה הסכמים לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין צרכני גז פרטיים וחברת החשמל (להלן: "ההחלטות הקודמות"). בעקבות ההחלטות הקודמות תוקנו ההסכמים האמורים, וכל ההסכמים לאספקת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי תמר מאותו מועד תוקנו ו/או נערכו תוך התאמה להחלטות הקודמות. ביום 27 בדצמבר 2015, התקבלה החלטה נוספת של הממונה על ההגבלים העסקיים בדבר מתן פטור בתנאים מהסדרים כובלים בקשר לתשעה הסכמים

⁴⁴ המפעילה העבירה למשרד הכלכלה דוח מבוקר ע"י רואי חשבון בדבר הוצאות ספקים מקומיים בשנת 2016 וביום 7 בדצמבר 2017 העביר משרד הכלכלה למפעילה אישור כי הכיר בהוצאות כאמור בסך כולל של כ-110 מיליון דולר.

⁴⁵ ביום 5 באפריל 2017 הודיעה מפעילת הפרויקט לממונה כי שותפי לוויתן התקשרו בהסכמים מחייבים לרכישת ציוד ושירותים לצורך פיתוח מאגר לוויתן בסכום כולל של כ-1.52 מיליארד דולר, ובכך מילאו חובתם בהתאם להחלטת הממשלה.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

2. הגבלים עסקיים (המשך):

א) פרויקט תמר (המשך):

ארוכי טווח לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין יצרני גז פרטיים, אשר דומים בעיקרם לתנאים שנקבעו בהחלטות הקודמות.

ההבדל המרכזי בין תנאי ההחלטות הקודמות לבין תנאי החלטת הממונה החדשה הינו הקביעה כי ההודעה על הפחתת כמות הרכישה תתאפשר בכל עת במהלך התקופה שסיומה מאוחר מבין שתי התקופות שלהלן: (1) התקופה שמיום 1 בינואר 2020 ועד ליום 31 בדצמבר 2022; או (2) התקופה שראשיתה בתחילת השנה החמישית ממועד אספקת הגז הטבעי וסיומה בתום השנה השביעית כאמור (להלן בסעיף זה: "**החלטת הממונה החדשה**").

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הסכם אחד תוקן בהתאם לאמור לעיל ושותפי תמר פועלים לתיקון יתר הסכמי הרכישה עם הצרכנים הרלוונטיים בהתאם להחלטת הממונה החדשה.

הסכמים שנחתמו החל מתחילת 2016 הם הסכמים העומדים בתנאי הוראות המתווה. הסכמים אלה נמסרו לרשות ההגבלים העסקיים לצורך קבלת היתר בהתאם לדרישה שנקבעה בהחלטת הממונה החדשה כאמור לעיל.

ב) פרויקט לווייתן

בחודש ספטמבר 2011, קיבלה השותפות מכתב מהממונה על ההגבלים בו הודיעה לה, בין היתר, כי הוא שוקל להכריז על השותפות כצד להסדר כובל עקב כניסתה יחד עם נובל לבעלות משותפת עם רציו בהיתר המוקדם רציו ים (שהומר לחזקות לווייתן). בחודש מרץ 2014 חתמה השותפות יחד עם נובל על צו מוסכם לפי סעיף 550 לחוק ההגבלים העסקיים, חלף קביעה בדבר הסדר כובל במאגר לווייתן (להלן: "**הצו המוסכם**"), לפיו הוסכם, בין היתר, כי השותפות ונובל ימכרו את כלל החזקותיהן במאגרי כריש ותנין. ביום 23 בדצמבר 2014, הודיע הממונה על ההגבלים על החלטת רשות ההגבלים העסקיים שלא להגיש את הצו המוסכם לאישור בית הדין, ושהוא שוקל מחדש להוציא קביעה לפיה השותפים במאגר לווייתן לרבות השותפות הינם צד להסדר כובל שלא קיבל את אישור בית הדין להגבלים עסקיים. ביום 16 באוגוסט 2015, התקבלה החלטת ממשלה בדבר המתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לווייתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17 בדצמבר 2015, עם הענקת פטור מהוראות חוק ההגבלים העסקיים לשותפות יחד עם נובל ביחס להגבלים עסקיים, בכפוף לקיום כל התנאים המפורטים בסעיף 1 לעיל.

3. החלטת ממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל:

בחודש יוני 2013, החליטה הממשלה לאמץ את עיקרי המלצות הועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי (להלן: "**החלטת הממשלה**"). ביום 17 בדצמבר 2015 אושר מתווה הגז (ראה סעיף 1 לעיל) אשר בו נערכו מספר הבהרות ותיקונים להחלטת הממשלה כאמור. להלן עיקרי החלטת הממשלה כפי שתוקנה במתווה הגז:

א) היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יהיה בהיקף של BCM 540 אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של כ- 29 שנים החל ממועד החלטת הממשלה.

ב) חובת אספקת הכמות המינימלית למשק המקומי של כל מאגר לפי גודלו.

ג) לקבוע כי יצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מאת הממונה, בכפוף להבטחת הכמות המינימלית למשק המקומי.

ד) לקבוע חובה על בעלי חזקה לחבר כל שדה גז טבעי בשטח החזקה למשק המקומי, בעיתוי ובהיקף שייקבעו, במסגרת שטר החזקה, ובהתאם לתנאים שייקבעו.

ה) להבטיח כי תכנון, הקצאה ובנייה של תשתיות יבשתיות וימיות להולכה ולטיפול בגז טבעי למשק המקומי יתבצעו במעורבות ממשלתית, ככל שתידרש.

ו) מתקן יצוא הגז יהיה בשטח בשליטת מדינת ישראל, לרבות בשטח הכלכלי הבלעדי אלא אם ייקבע אחרת במסגרת הסכם בילטרלי בין מדינות.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

3. החלטת ממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל (המשך):

ז) לחייב את כלל בעלי החזקות הקיימים והפוטנציאליים במאגרים, בהתאם לגודלם, בהקצאה של לפחות חלק מהגז שברשותם לטובת המשק המקומי בשיעורים שנקבעו (להלן: "**חובת אספקה למשק המקומי**").

ח) לקבוע כי בעל חזקה במאגר מפותח יהיה רשאי להחליף את מכסת היצוא מטעמו כנגד חובת אספקה למשק המקומי בהתאם לגודלו ובשיעורים שנקבעו, ובכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על הגבלים עסקיים, ולאחר ששקלו את כלל השיקולים הרלוונטיים, לרבות הצורך בעידוד פיתוחם של מאגרים קטנים.

ט) להטיל על מנהל רשות הגז הטבעי, ביחד עם הממונה על ענייני הנפט, לבחון מתן הוראות רגולטוריות למכר בנפרד.

י) על אף האמור לעיל, מאגר שפותח לפני החלטה הממשלה (קרי: פרויקט ים תטיס ותמר), יהיה רשאי לייצא 50% מהכמות שבעלי החזקה טרם התחייבו לגביה למשק המקומי נכון למועד החלטת הממשלה, ולא יותר מכך, וזאת באופן מיידי ובלבד שניתן אישור ליצוא.

יא) שר האנרגיה יבחן בהתייעצות עם ראש הממשלה, שר האוצר ושר הכלכלה, את הצורך לקבוע כללים לגבי מכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרים לייצוא, ואולם לא יחשבו לייצוא כמויות גז טבעי ששימשו את המפעל אשר יוקם בעקבות המכרז להקמת מפעל ליצור אמוניה במישור רותם.

יב) ממשלת ישראל תפעל ליצירת יתירות במערכות אספקת הגז הטבעי למשק המקומי ובהתאם לכך מנחה את שר התשתיות, האנרגיה והמים לבחון, את הצורך בחלופות השונות ליצירת היתירות כאמור, ובכלל זה את האפשרות לעשות שימוש והתאמה של תשתיות קיימות, לרבות לפני הרחבת שדה "תמר" וכן את האפשרות להקים צינור נוסף מאסדת מרי B למערכת ההולכה הארצית באזור אשקלון, כולל מיתקן טיפול.

4. רגולציה סביבתית:

בחדש ספטמבר 2016, פרסם משרד האנרגיה בשיתוף פעולה עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות המסדירות את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. להנחיות כאמור עשויה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות, אשר נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, לא ניתן לאמוד את היקפה.

בנוסף, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות לומדת את השלכות החוקים, התקנות וההנחיות המוצעים בתחום איכות הסביבה, פועלת למנוע או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, נערכת להשלכות הכלכליות, המשפטיות והתפעוליות הנובעות מחוקים, התקנות והנחיות כאמור ומקצה במסגרת תוכניות העבודה בנכסיה השונים תקציבים לשם מילויים.

5. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט:

בחדש ספטמבר 2014, פרסם הממונה, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, הנחיות למתן ביטחונות בקשר עם זכויות נפט. על פיהן, בין היתר:

(1) על מחזיקי רישיונות ימיים קיימים להפקיד ערבות בנקאית בסכום השווה ל-2.5 מיליון דולר בגין כל רישיון (2) טרם ביצוע קידוח על המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות בנקאית נוספת בסכום שיקבע הממונה, כאשר גובה הערבות הנוספת לרישיונות בים לא יפחת מסך השווה ל-5 מיליון דולר, אלא אם מצא הממונה כי התקיימו נסיבות חריגות המצדיקות לדרוש ערבות בסכום נמוך יותר (3) בחזקות נפט הממונה יקבע את גובה הערבות הבנקאית שתופקד, אך בכל מקרה גובה הערבות לא יפחת מסך השווה ל-7.5 מיליון דולר בגין חזקה בים. ערבויות בגין חזקות חדשות תופקדנה עם קבלת החזקה. בחזקות קיימות יש להפקיד את הערבות תוך 45 יום מהמועד שהממונה ידרוש את הפקדתה. הממונה שומר לעצמו את הזכות לעדכן את סכום הערבות עקב שינוי נסיבות (4) הערבויות האמורות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות שבשלה

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

י. רגולציה (המשך):

5. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט (המשך):

ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה שאין צורך בהן, אולם לא יותר מ-7 שנים לאחר שפקעה הזכות האמורה. במקרה של אי עמידה בהוראות ההנחיה, הממונה יהיה רשאי לחלט ערבות שהומצאה וכן יהיה רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה.

בפרסום הנ"ל כלל הממונה גם דרישות בדבר ביטוחים שיש לערוך לרישיונות קיימים ביבשה ובים וכן לחזקות. במהלך שנת 2016 הממונה קבע נוסח חדש של הנחיות ביטוח, לרבות נוסח אישור עריכת ביטוח, שיש להמציא לממונה עבור הביטוחים שנערכים לכל רישיון/חזקה כאשר אישור הביטוח תואם את תוכנית הביטוח שיש להעביר לאישורו של הממונה כתנאי לפעילות בשטח לפי תנאי הרישיון/החזקה. ההנחיות החדשות הנזכרות לעיל טרם פורסמו על-ידי הממונה ואלה ככל הנראה יפורסמו בחודשים הקרובים.

כמו כן, נדרשה השותפות ביחד עם שותפיה במיזמים השונים, במסגרת ההנחיות האמורות ובמסגרת קבלת חזקות להפקיד ערבויות בנקאיות אוטונומיות.

נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי, הפקידה השותפות במשרד האנרגיה ערבויות בנקאיות אוטונומיות בהיקף של כ-41.8 מיליון דולר בגין חזקות לויתן, תמר, דלית, אשקלון, נועה וכן רישיון חנה⁴⁶, ו- אלון D כנגד חלק מהערבויות הנ"ל העמידה השותפות פקדונות לזמן קצר, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים שוחררו משעבוד הפקדונות האמורים והועמד אשראי בנקאי.

יצויין כי, הערבות בקשר עם חזקת תמר כוללת בתוכה ערבות שהועמדה בקשר עם אישור שקיבלו שותפי תמר להפעלת מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר.

ביאור 13 - הון:

א. יחידות ההשתתפות מונפקות על ידי השותף המוגבל (הנאמן) ומקנות למחזיקים בהם זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות. היחידות מוחזקות על ידו בנאמנות לטובת בעלי היחידות ותחת הפיקוח של המפקח.

ב. בפנקס בעלי היחידות רשומות ליום 31 בדצמבר 2017: 1,173,814,691 יחידות (ליום 31 בדצמבר 2016: 1,546,966,871⁴⁷) בנות 1 ש"ח ע.ג. הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב.

ג. חלוקת רווחים:

1. הסכם השותפות והסכם הנאמנות:

א) בהסכם השותפות המוגבל על כל תיקוניו, נקבעו כללים לעניין חלוקת רווחים בשותפות לרבות מתן אפשרות לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים או לעכב חלוקת רווחים, ככל שידרש, לצורך מימון פעילות השותפות באופן ובתנאים שנקבעו בהסכם.

⁴⁶ נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם החזיר הממונה לשותפות ערבות בסך של כ-1.1 מיליון דולר שהועמדה על-ידה בקשר עם רישיון חנה אשר פקע.

⁴⁷ ראה ביאור 1ה לעיל בדבר הקצאת יחידות השתתפות אגב מיזוג שותפות אבנר עם ולתוך השותפות.

ביאור 13 - הון (המשך):

ג. חלוקת רווחים (המשך):

1. הסכם השותפות והסכם הנאמנות (המשך):

(ב) בהסכם הנאמנות על כל תיקוניו, נקבעו כללים לגבי אופן חלוקת הרווחים שיתקבלו מהשותפים בידי הנאמן לבעלי היחידות, והחלק שיותר בידו כסכומים הדרושים לו, בין היתר, לביצוע תשלומים והוצאות ועשיית פעולות הקבועים בהסכם הנאמנות ואשר סכומם ייקבע מעת לעת, על ידי הנאמן באישור המפקח. לאור הסכומים המשמעותיים אשר יידרשו לשותפות לשם עמידה בתכניות העבודה המתוכננות, לרבות ההשקעות הצפויות בפיתוח פרויקט לווייתן ובהרחבת פרויקט תמר, וכן בהתחשב בהתחייבויות אותן נטלה השותפות בקשר עם מימון פרויקט תמר, פיתוח פרויקט לווייתן ומימון עלויות פיתוחו, אגרות חוב שהנפיקה השותפות, ובחלוקות רווחים שבוצעו בשנים האחרונות, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, אין בידי השותפות להעריך האם ניתן יהיה לחלק רווחים נוספים בשנים הקרובות, מעבר לתשלומי מקדמות ותשלומים על חשבון המס בהתאם להוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, תשע"א-2011 (להלן: "סעיף 19" ו-"חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע", בהתאמה).

(ג) לאור הערכת השותף הכללי, כמפורט לעיל, בדבר מגבלות אפשריות על יכולת חלוקת רווחים נוספים בשנים הקרובות, מעבר למקדמות ותשלומים על חשבון המס שיבוצעו בהתאם להוראות סעיף 19, ייתכן והשותפות לא תבצע חלוקות רווחים נוספות במזומן בסכומים שיכסו את מלוא תשלומי המס בהם חבים מחזיקי יחידות השתתפות בהתאם לדין וצפויים להידרש לשלם לרשויות המס.

2. סכומי חלוקת רווחים:

(א) בשנת 2015 בוצעה חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בסך של כ-50 מיליון דולר (0.09141 דולר ליחידת השתתפות בשותפות לפני המיזוג). בנוסף, בוצעה חלוקה מזערית לנאמן השותפות לפני המיזוג בסך של כ-0.2 מיליון דולר. במקביל, בוצעה בשנת 2015 חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בשותפות אבנר בסך של כ-50 מיליון דולר (0.01499 דולר ליחידת השתתפות של שותפות אבנר). בנוסף, בוצעה חלוקה מזערית לנאמן של שותפות אבנר בסך של כ-0.2 מיליון דולר.

(ב) ביום 29 במרץ 2016, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בסך של כ-25 מיליון דולר (0.04571 דולר ליחידת השתתפות בשותפות לפני המיזוג). במקביל, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן בשותפות אבנר חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בסך של כ-25 מיליון דולר (0.0075 דולר ליחידת השתתפות בשותפות אבנר). הרווחים האמורים חולקו ביום 20 באפריל 2016.

(ג) ביום 30 בנובמבר 2016, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בסך של כ-46.6 מיליון דולר (0.08519 דולר ליחידת השתתפות בשותפות לפני המיזוג) אשר חולקו ביום 12 בינואר 2017. במקביל, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות בשותפות אבנר בסך של כ-53.4 מיליון דולר (0.01601 דולר ליחידת השתתפות בשותפות אבנר) חלוקות הרווחים בוצעו, בין היתר, בקשר עם ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2016.

(ד) ביום 16 בינואר 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות השתתפות של השותפות בסך של כ-92.3 מיליון דולר (0.16866 דולר ליחידת השתתפות של השותפות לפני המיזוג) במקביל, אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות אבנר חלוקת רווחים בסך של כ-107.7 מיליון דולר (0.03231 דולר ליחידת השתתפות של שותפות אבנר) אשר חולקו ביום 9 בפברואר 2017.

כמו כן, ביום 16 בינואר 2017, אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של כ-450 אלפי ש"ח (כ-118 אלפי דולר). במקביל, אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות אבנר חלוקה לשותף המוגבל בשותפות אבנר בסך של כ-350 אלפי ש"ח (כ-91 אלפי דולר). החלוקות הללו ישמשו לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיהם בכל שותפות, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות בכל שותפות. התשלומים בוצעו ביום 19 בינואר 2017.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 13 - הון (המשך):

ג. חלוקת רווחים (המשך):

2. סכומי חלוקת רווחים (המשך):

ה) ביום 25 במאי 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ-180 מיליון דולר (0.15335 דולר ליחידת השתתפות של השותפות לאחר המיזוג) אשר חולקו ביום 20 ביוני 2017.

ו) ביום 15 באוגוסט 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ-300 מיליון דולר (0.25558 דולר ליחידת השתתפות של השותפות) אשר חולקו ביום 7 בספטמבר 2017.

ז) ביום 21 בדצמבר 2017, אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בסך של כ-209.3 מיליון ש"ח (0.1783416 ש"ח ליחידת השתתפות של השותפות) אשר חולקו ביום 18 בינואר 2018 וזאת לאור הסכם עם רשות המיסים.

3. סכומי תשלומי מקדמות מס:

א) בהתאם להוראות סעיף 19, שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס שהשותפים יהיו חייבים בו בשנת המס 2015, מקדמות בסכום מצטבר של 85 מיליון ש"ח (כ-21.9 מיליון דולר) על חשבון המס לשנת 2015, היינו כ-0.15540 ש"ח לכל יחידת השתתפות של השותפות לפני המיזוג. במקביל, שולמו בשותפות אבנר מקדמות בסכום מצטבר של 79.1 מיליון ש"ח (כ-20.5 מיליון דולר) על חשבון המס לשנת 2015, היינו כ-0.024 ש"ח לכל יחידת השתתפות בשותפות אבנר (לפרטים נוספים ראה ביאורים 20 א ו-20 ג).

ב) בהתאם להוראות סעיף 19, שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס שהשותפים יהיו חייבים בו בשנת המס 2016, מקדמות בסכום מצטבר של כ-106.7 מיליון ש"ח (כ-28 מיליון דולר), היינו כ-0.195 ש"ח לכל יחידת השתתפות בשותפות לפני המיזוג. בנוסף, שילם השותף הכללי של שותפות אבנר למס הכנסה, על חשבון המס שהשותפים יהיו חייבים בו בשנת המס 2016, מקדמות בסכום מצטבר של כ-114 מיליון ש"ח (כ-29.9 מיליון דולר), היינו כ-0.03424 ש"ח לכל יחידת השתתפות בשותפות אבנר (לפרטים נוספים ראה ביאורים 20 א ו-20 ג).

ג) בהתאם להוראות סעיף 19, שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס שמחזיקי יחידות ההשתתפות יהיו חייבים בו בשנת המס 2017, מקדמות בסכום מצטבר של כ-764.7 מיליון ש"ח (כ-220.6 מיליון דולר), היינו כ-0.651 ש"ח לכל יחידת השתתפות (לפרטים נוספים ראה ביאורים 20 א ו-20 ג).

ד. הון ליום 31 בדצמבר 2017 מורכב כדלקמן:

הון השותפות	השותף המוגבל	השותף הכללי	סך-הכל
הון השותפות	154,776	15	154,791
קרנות הון	23,993	2	23,995
יתרת רווחים	439,648	44	439,692
יתרה ליום 31 בדצמבר 2017	618,417	61	618,478

חלקו של השותף המוגבל בשותפות הינו 99.99%, וחלקו של השותף הכללי הינו 0.01%. השותף הכללי בשותפות, מחזיק גם החזקה עקיפה באמצעות יחידות השתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל (הנאמן).

ה. בחודש מאי 2016, פורסם תשקיף מדף להנפקת ניירות ערך שונים הכוללים, בין היתר, יחידות השתתפות, אגרות חוב וכתבי אופציה. ההנפקות, ככל שתהיינה, תבוצענה באמצעות דוחות הצעת מדף בהם יושלמו הפרטים בדבר המבנה הסופי של ההנפקה והיקפה. בחודש נובמבר 2016 פרסמה השותפות דוח הצעת מדף

ביאור 13 - הון (המשך):

ה. (המשך):

(אשר תוקן בחודש דצמבר 2016) לצורך הנפקת יחידות השתתפות כאמור למחזיקי יחידות ההשתתפות באבנר, לפרטים נוספים ראה ביאור 1ה לעיל. בחודש דצמבר 2016 הנפיקה השותפות אגרות חוב (סדרה א') באמצעות דוח הצעת מדף שפרסמה ועל-פי תשקיף המדף הנ"ל, לפרטים נוספים ראה ביאור 10ד לעיל. בחודש מרץ 2018 פרסמה השותפות דוח הצעת מדף, על-פיו הציעה קבוצת דלק, בין היתר, יחידות השתתפות של השותפות, במסגרת הצעת רכש חליפין מלאה שקבוצת דלק מבקשת לבצע למניות דלק אנרגיה. תשקיף המדף הינו בתוקף ל- 24 חודשים עם אפשרות הארכה ב-12 חודשים נוספים.

ו. קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו - השותפות זקפה הוצאות בדוחות על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו בגין עלויות העסקה של נושאי משרה בשותף הכללי לרבות תנאי העסקה של מנכ"ל השותף הכללי וכן בגין ההוצאות שנושאים, בין היתר, השותף הכללי, חברת האם וקבוצת דלק מעבר לתשלום דמי הניהול שהשותפות משלמת לשותף הכללי.

ז. תוכנית אופציות:

ביום 13 ביולי 2016, החליט דירקטוריון השותף הכללי על אימוץ תוכנית יחידות פאנטום (להלן: "התוכנית") לנושאי משרה בכירים בשותפות ובשותף הכללי.

על פי תנאי התוכנית הוענקו 1,600,278 יחידות פאנטום (מתוכם העניק השותף הכללי 72,740 יחידות פאנטום), שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, אשר בעלותן נושאים השותפות והשותף הכללי (להלן בסעיף זה: "יחידות הפאנטום")⁴⁸. יחידות הפאנטום תבשלנה בשלוש מנות שוות, כאשר המנה הראשונה תבשיל בתום שנתיים מיום 13 ביולי 2016 והמנות השנייה והשלישית תבשלנה בתום 3 שנים מיום 13 ביולי 2016 (להלן בסעיף זה: "החבילה הכוללת"). כל אחת מן המנות ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לתום 90 יום לאחר תום תקופת ההבשלה של המנה השלישית, קרי ביום 10 באוקטובר 2019, בכפוף להתאמות. מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי השותפות והשותף הכללי (להלן בסעיף זה: "אופציות דלק") עמד על 14.15 ש"ח; מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי שותפות אבנר והשותף הכללי בה (להלן בסעיף זה: "אופציות אבנר") עמד על 12.66 ש"ח למנה הראשונה (בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה) בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה. יצויין כי השותף הכללי יישא בחלק מעלויות התוכנית של נושא המשרה המועסק הן על-ידי השותף הכללי והן על-ידי השותפות.

על-פי הערכת שווי שקיבלו השותפות והשותף הכללי, הערך הכלכלי של היחידות, נכון ליום 31 בדצמבר 2017, הסתכם לסך של כ-1.23 מיליון ש"ח (מתוכם יחידות בשווי של כ-1.17 מיליון ש"ח הוענקו לנושאי משרה בשותפות), וחושב על-פי מודל בלק-שולס לתמחור אופציות ובהתבסס על ההנחות הבאות:

(1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31 בדצמבר 2017 - 9.54 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מותאם לחלוקת רווחים) חושב לפי 10.72 ש"ח (אופציות דלק) / 10.39 ש"ח (אופציות אבנר) למנה הראשונה, 11.43 ש"ח (אופציות דלק) / 11.08 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השנייה, ו-12.17 ש"ח (אופציות דלק) / 11.82 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השלישית; (3) שיעור סטיית תקן - 26.52%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-0.14%; (5) אורך חיים חוזי של כ-1.78 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע לנושאי המשרה ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכלולה במנה הממומשת במועד ההענקה.

לאור הירידה בשווי האופציות נזקפה הכנסה בדוח על הרווח הכולל בסך של כ-14 אלפי דולר (2016: הוצאה בסך של כ-215 אלפי דולר).

לעניין יחידות פאנטום שהוענקו למנכ"ל השותף הכללי בשותפות ראה ביאור 1ג21.

⁴⁸ יצוין כי, במקביל להענקת 794,799 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, הוענקו לנושאי המשרה 4,285,158 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות אבנר (להלן בהערות שוליים זו: "יחידות הפאנטום באבנר"). עם השלמת מיזוג השותפויות, הוחלפו יחידות הפאנטום באבנר ביחידות פאנטום נוספות בשותפות, בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 14 - הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:

- א. הכנסותיה של השותפות מקורן ממכירות גז טבעי וקונדנסט אל מגוון לקוחותיה והכל בהתאם להסכמי התקשרות שנחתמו עמם כמפורט בביאור 12 לעיל.
- ב. היקף המכירות לחברת החשמל לישראל בע"מ היה בשנת 2017 כ-54% (2016: כ-55%; 2015: כ-55%) מהמכירות, לדליה אנרגיות כוח בע"מ היה בשנת 2017 כ-11% (2016: כ-10%; 2015: כ-7%) מהמכירות ולבתי זיקוק לנפט בע"מ היה בשנת 2017 כ-6% (2016: כ-7%; 2015: כ-11%) מהמכירות.
- ג. כמות הגז הטבעי הכוללת שנמכרה בשנת החשבון בפרויקטים תמר וים תטיס הסתכמה בכ- BCM 9.87 (2016: כ- BCM 9.38; 2015: כ- BCM 8.3) וכמות הקונדנסט הכוללת שנמכרה בפרויקט תמר בשנת 2017 הסתכמה בכ- 454.7 אלפי חביות (2016: כ- 447.6 אלפי חביות; 2015: כ- 395 אלפי חביות).

ביאור 15 - תמלוגים:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	
56,256	61,049	56,600	תמלוגים למדינה (ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)
13,221	14,425	14,703	תמלוגים לבעלי ענין (ביאור 12 לעיל ופסקה ג להלן)
8,950	9,707	8,953	תמלוגים לצד ג' (ביאור 12 לעיל)
78,427	85,181	80,256	סך-הכל

ב. תמלוגים למדינה:

- בהתאם לחוק הנפט, התשי"ב-1952, זכאית המדינה לתמלוגים מכמות הגז המופקת (ראה ביאור 12ב לעיל). הממונה הודיע למפעילת העסקאות המשותפות (תמר וים תטיס) כי המדינה החליטה שלא לקבל בעין את התמלוגים, להם היא זכאית מתגליות הגז, כי אם לקבל את שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר, בדולרים.
- בהתאם להודעת הממונה מיום 19 ביולי 2004 וסיכום דיון שהתקיים עם הממונה, הוסכם על אופן חישוב התמלוגים שיגיעו למדינה ממאגרי "ים תטיס" (ראה פסקה 4 להלן).
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפים בפרויקט תמר לרבות השותפות נמצאים בדיון עם הממונה לגבי אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר. עד להשלמת הדיונים האמורים שילמו שותפי תמר למדינה עד לתום שנת 2016, תחת מחאה, מקדמות על חשבון התמלוגים בשיעור של 12% בגין ההכנסות מפרויקט תמר. בחודש פברואר 2017, התקבל מכתב ממשד האנרגיה בדבר מקדמות תמלוגים לשנת 2017 לפיו נקבע כי שיעור התמלוג האפקטיבי שישולם כמקדמות בשנת 2017 יעמוד על שיעור של 11.65%. כמו כן, הובהר כי השיעור הנ"ל נקבע כמקדמה בלבד. עמדת המפעילה ויתר שותפי תמר הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט תמר צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט וזאת בהשוואה לפרויקט ים תטיס. יצוין, כי על-פי תחשיב המבוסס על עקרונות "הנוסחה האנגלית", אשר מהווה את האומדן הקרוב ביותר להסכם אשר נחתם עם המדינה בפרויקט ים תטיס, שיעור התמלוג בפועל למדינה, עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, בפרויקט תמר בשנים 2015, 2016 ו-2017 הינו כ-11.26%, כ-11.15% וכ-11.22%, בהתאמה.
- כתוצאה מיישום עקרונות הנוסחה האנגלית בהתאם לסיכום האמור בסעיף 2 לעיל ובהתחשב במתווה מכירת הגז בין שותפי תמר לשותפי ים תטיס, השיעור בפועל של תמלוגי המדינה בפרויקט ים-תטיס שעליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בשנים 2015, 2016 ו-2017 עמד על כ-11.05%, כ-9.6% וכ-11.05% בהתאמה. בהתאם לכך חושבו בשנים אלו גם התמלוגים לבעלות התמלוג בחזקת אשקלון.

⁴⁹ עלות ההפקה הייתה גבוהה מהיקף ההכנסות ועל כן שיעור התמלוג האפקטיבי עמד על 0%.

ביאור 15 - תמלוגים:

ב. תמלוגים למדינה (המשך):

5. בחודש אוקטובר 2013 קיבלו שותפי ים תטיס ממשד האנרגיה טיוטת דוח ביקורת תמלוגים בגין שנים 2011-2012 (להלן בסעיף זה: "טיוטת הדוח"). במסגרת טיוטת הדוח, הוצגה עמדת משרד האנרגיה בדבר אופן יישום עקרונות הנוסחה האנגלית לרבות רכיבים שאמורים להיכלל במסגרת תחשיב שיעור התמלוג למדינה, בין אם הוספה של רכיבים ו/או צמצום של רכיבים שנדרשו בגין השנים הנ"ל ו/או התאמתם. וכן באשר לייחוס התמורה שנתקבלה בהתאם להסכם למתן זכויות שימוש במתקני ים תטיס, (ראה ביאור 4ג7 לעיל) והשלכותיה על עלות המתקנים המוכרת לצרכי החישוב. השותפות ביחד עם מפעילת העסקה המשותפת מנהלות דיונים עם משרד האנרגיה בנוגע לטיוטת דוח הביקורת והשלכותיו. אם וכאשר עמדת משרד האנרגיה תתקבל, תידרש השותפות לתשלום נוסף של כ-8 מיליון דולר.
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, שותפי ים תטיס נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב שווי השוק של תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס כמפורט לעיל. לאור טענות משרד האנרגיה ועד להשלמת הדיונים בעניין זה כאמור לעיל משלמים שותפי ים תטיס (ראה להלן), תחת מחאה, מקדמות על חשבון תמלוגים למדינה בשיעור של כ-11.96% בגין ההכנסות מפרויקט ים תטיס. יצוין כי, בחודש פברואר 2017, התקבל מכתב ממשד האנרגיה בדבר מקדמות תמלוגים לשנת 2017 לפיו נקבע, כי שיעור התמלוגים לשנת 2017 יעמוד על 0%. יצוין כי, ככל שבמהלך השנה תתבצע הפקה משמעותית השיעור האמור יעודכן.
6. לפרטים בדבר תביעה להשבת תמלוגים ששולמו למדינה על-ידי השותפות ונובל בגין הכנסותיהן הנובעות מאספקת גז טבעי מחלקן בפרויקט תמר ללקוחותיהן תחת הסכמי פרויקט ים תטיס, ראה ביאור 1ט12 לעיל.
7. היקף פערי התמלוגים המשולמים בפועל למדינה לבין שיעורי התמלוג האפקטיבי שעליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקטים תמר וים תטיס, הסתכמו לסך של כ-19.6 מיליון דולר שנכללו בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך, ראה ביאור 8א לעיל.
- ג. אופן חישוב התמלוגים שנקבע בפסקה ב לעיל משמש גם לחישוב שווי השוק על פי הבאר של תמלוג העל המשולם על ידי השותפות לבעלי ענין ולצדדים שלישיים, על פי הסכם השותפות המוגבלת כמפורט בביאור 1ב12 לעיל. שיעור תמלוג העל האפקטיבי ממכירת גז טבעי וקונדנסט ממאגר תמר בשנים 2015-2017 נע בין כ-4.4% לבין כ-4.7% (מתוכם שיעור התמלוג ששולם לצדדים קשורים בשנים האמורות נע בין כ-2.6% לבין כ-2.9%) מהמכירות ברוטו לכל אחת מהשנים. שיעור תמלוג העל האפקטיבי בשנים 2015, 2016 ו-2017 ממכירות גז טבעי בחזקת אשקלון ובהתחשב בהסדרה המסחרית (ביאור 4ג7 לעיל) בשנת 2015: אין, בשנת 2016 כ-7.4% ובשנת 2017 כ-8.6% מהמכירות ברוטו. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים קיים פער בין התמלוגים ששולמו לבין שיעור התמלוג האפקטיבי בפרויקטים הנ"ל בסך של כ-6.1 מיליון דולר שנכללו בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך, ראה ביאור 8א לעיל.
- ד. בהמשך לאמור בביאור 1ב12 לעיל בדבר התקשרות לתשלום תמלוגים במסגרתה התחייבה השותפות לשלם תמלוגים לדלק מערכות אנרגיה בע"מ ולקבוצת דלק בע"מ בשיעור של 6.5% (חלף שיעור של 1.5%). על פי הערכת השותפות מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, חל במהלך חודש דצמבר לשנת 2017. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בעלי התמלוג ומפקח השותפות בוחנים את הנחות עבודה ותחשיבי השותפות לעניין מועד החזר ההשקעה. שינוי בקביעת מועד החזר ההשקעה עשוי להשפיע על תוצאות פעולותיה של השותפות. בהתאם לכך ולאחר קבלת אישור ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי, החלה השותפות לשלם לבעלי התמלוג את התמלוגים לפי השיעור המוגדל רטרואקטיבית מחודש דצמבר 2017.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 16 - עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט: ⁵⁰

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
7,389	5,134	7,155
2,442	2,574	2,392
7,753	6,436	3,816
9,562	7,903	5,856
6,470	8,046	5,782
9,616	9,532	10,187
43,232	39,625	35,188

שכר עבודה ונלוות

שמירה ואבטחה

ביטוח

עלויות הובלה ושינוע

דמי מפעיל וניהול אופרציה

אחזקה ואחרות

סך-הכל

ביאור 17 - הוצאות חיפושי נפט וגז והוצאות ישירות אחרות: ⁵¹

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
973	126	611
184	16	87
5,922	5,775	7,142
7,079	5,917	7,840

סקרים גיאולוגיים סייסמיים

קידוח שננטש

הוצאות ישירות ואחרות לרבות שירותים מקצועיים

סך-הכל

ביאור 18 - הוצאות הנהלה וכלליות:

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
1,858	2,695	2,634
794	747	960
174	488	582
5,457	4,513	5,008
921	999	1,445
9,204	9,442	10,629

שכר ונלוות ⁵²

הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי

עלות תשלום מבוסס מניות למנהל הכללי (ראה ביאור 21 ג להלן)

שירותים מקצועיים, נטו ⁵³

אחרות

סך-הכל

⁵⁰ ברובן באמצעות מפעילת העסקאות המשותפות "תמר" ו "ים תטיס".

⁵¹ ברובן באמצעות מפעילת העסקאות המשותפות.

⁵² כולל הוצאה משערוך תגמול לעובדים לרבות התחייבות תשלום מבוסס מניות לעובדי השותפות בסך של כ- 44 אלפי דולר (2016): כולל הוצאה בסך של כ- 339

אלפי דולר; 2015: כולל הכנסה בסך של כ- 236 אלפי דולר.

⁵³ כולל הוצאות בשנת החשבון בסך של כ- 1,836 אלפי דולר (2016: 2,003 אלפי דולר, 2015: 2,390 אלפי דולר) שנוקפו כנגד קרן חון (ראה ביאור 13 לעיל).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 19 - הוצאות והכנסות מימון:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	
			הוצאות:
64,904	66,494	66,937	בגין אגרות חוב (פסקה ב להלן)
224	64	552	בגין פעילות בנגזרים פיננסיים
5,499	895	3,048	בגין שערך השקעות לזמן קצר
490	492	492	בגין עמלת ערבות לקבוצת דלק (ביאור 12ח5)
1,937	2,864	3,795	בגין שינויים בהתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז עקב חלוף הזמן
705	641	220	אחרות
<u>73,759</u>	<u>71,450</u>	<u>75,044</u>	סך-הכל הוצאות
			הכנסות:
10,640	10,476	20,430	בגין פקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר
690	-	-	בגין חכירה מימונית
-	-	24,700	שערך סכומים לקבל ממכירת חזקות כריש ותנין
204	509	1,742	אחרות
<u>11,534</u>	<u>10,985</u>	<u>46,872</u>	סך-הכל הכנסות
<u>62,225</u>	<u>60,465</u>	<u>28,172</u>	סך-הכל הוצאות מימון, נטו

ב. סך כל עלויות האשראי שהונו לנכסי נפט וגז בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017 ולא נכללו בדוח על הרווח הכולל הסתכמו לסך של כ- 54,816 אלפי דולר, שנת 2016: סך של כ-21,827 אלפי דולר ושנת 2015: סך של כ-25,064 אלפי דולר. שיעורי ההיוון ששימשו לקביעת סכום עלויות האשראי שהונו בשנת 2017: כ-5.1%- של כ-6.7% שנת 2016: כ-4.7%, שנת 2015: כ-4.5%.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים:

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי:

1. השותפות אושרה על-ידי נציב מס הכנסה לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988, תוקף התקנות הוארך מדי שנה ולאחרונה עד יום 30 ביוני 2015. טרם פורסמה הארכה של תוקף התקנות.
2. על פי אישורים של נציבות מס הכנסה שניתנו לשותפות בעבר, התחייבה השותפות שלא לקחת הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש של נציבות מס הכנסה. לצורך גיוס הלוואות למימון פעילותה של השותפות, פונה השותפות מדי פעם לנציבות מס הכנסה לקבלת האישור הנדרש כאמור.
3. בהתאם לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "סעיף 19"), לעניין סעיף 63(א)(1) לפקודה, יחושב חלקו של כל שותף בשנת המס מההכנסה החייבת של השותפות או מהפסדיה. מכיוון שהשותפים נושאים בתוצאות המס של הכנסות והוצאות השותפות, הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על הכנסה.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

4. ביום 13 בדצמבר 2017, פרסמה השותפות תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנות המס 2015 ו- 2016 בשותפות ובשותפות אבנר. תעודת מס סופית תופק בגמר הליך הביקורת של שלטונות מס הכנסה. כמו-כן, טרם הושלם הליך הביקורת של שלטונות מס הכנסה בקשר עם דוחות השותפות ודוחות שותפות אבנר לצורכי מס לשנת 2014. לאחר גמר ביצוע הביקורת כאמור לעיל ועם קביעת גובה ההכנסה ו/או ההוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי תונפק תעודה למחזיק זכאי בהתאם.
5. יצוין, כי אם לאחר הגשת דוחות המס לשנים 2014 עד וכלל לשנת 2017⁵⁴, ולאחר השלמת ביקורת רשות המסים, יתברר כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות; אם יתברר כי שומת המס הסופית תהא גבוהה מהסכומים ששולמו על-ידי השותפות, יהיה על השותפות לפעול בהתאם להוראות סעיף 19 לחוק ולשלם את יתרת המס הנובעת ממנה לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים, כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליה שיעור המס המירבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד נמוך מהשיעור האמור. כמו כן, תפעל השותפות בהתאם לפסק דינו של בית המשפט המחוזי כאמור בפסקה 6 להלן, ככל שבית המשפט העליון לא יקבע אחרת בהחלטתו בערעור שהוגש כאמור בפסקה 6 להלן.
6. כמו-כן נקבע בסעיף 19, כי השותף הכללי יהיה חייב בהגשת דוח על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדיה, בהתאם להוראות שקבע המנהל, והשותף הכללי ישלם בעת הגשת הדוח השנתי של השותפות את המס הנובע ממנו על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח, לפי הכללים שנקבעו בחוק. כמו כן, נקבע כי פקיד השומה רשאי לקבוע מקדמות על חשבון המס שהשותפים בשותפות יהיו חייבים בו באותה שנת מס והן ישולמו על ידי השותף הכללי מכספי השותפות (ראה גם פסקה א להלן).
7. בחודש דצמבר 2017 נחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים הסכם לגביית מס על חשבון המס בו חייבים בעלי היחידות בגין ההכנסה החייבת המוערכת מעסק של השותפות לשנת 2017. במסגרת ההסכם, השלימה השותפות שיעור מקדמות של 24% על ההכנסה החייבת המוערכת⁵⁵ האמורה. יצוין כי החלוקה שבוצעה כאמור בביאור 2017ג2 לעיל לא פחתה מסכום ההכנסה החייבת המוערכת כשהיא מוכפלת בשיעור המס המירבי החל על יחיד בגין ההכנסה החייבת המוערכת ובניכוי המקדמות ששולמו בגין ההכנסה מעסק.
8. על פי חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011, יינתן פחת מואץ על ההשקעות בשיעור 10%, עם אפשרות בחירה לפחת בשיעור משתנה עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה. כמו כן, שיעור הפחת לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10% (ראה פסקה ב להלן).
9. השותפות מיישמת את הוראות סעיף 20ב2 לחוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 לפיו מכירה השותפות בכל שנת מס, בהוצאות פחת בגובה ההכנסה החייבת, ככל שתהיה לפני ניכוי הוצאות פחת שנדרשו באותה שנת מס ובלבד שהניכוי לא יעלה על השיעור הקבוע בחוק.
10. סוגיות המס, לרבות ישום חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע (כמפורט בפסקה ג להלן), הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל (למעט האמור בהמשך), ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות. ראה סעיף 6 להלן בדבר פסיקה של בית המשפט בנוגע לפרשנות סעיף 19.

⁵⁴ יובהר כי השותפות שילמה מקדמות על חשבון ההכנסה החייבת המוערכת לשנת 2017.

⁵⁵ יובהר כי ההכנסה החייבת המוערכת הינה על בסיס אומדנים וכפופה לביקורת רשות המסים.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

11. מיסוי קפריסין:

בהתאם להסכם הזיכיון עם ממשלת קפריסין, תשלום חלקה של ממשלת קפריסין בגז ו/או בנפט שיופק מבלוק 12, ככל שיופק, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בפרויקט כאמור לרבות השותפות לשלם לרפובליקת קפריסין.

השותפות קיבלה אישור מרשות המסים בישראל ביחס לפעילותה בבלוק 12 ובו נקבעו, בין היתר, הפרטים הבאים: פעילות השותפות בבלוק 12 לא תהווה פגיעה במעמד השותפות "כשותפות" לענין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988; ההכנסה שתופק בבלוק 12 תחשב כהכנסה החייבת במס בישראל וחישוב המס יהא בהתאם לדין בישראל; במידה והשקעות החיפושים יתבררו כהשקעות שאינן מצדיקות הפקה (קידוח יבש) יוכרו השקעות אלה כהוצאה בדרך של פריסה על פני תקופה של חמש שנים; במידה והשקעות החיפושים יתבררו כהשקעות בנות הפקה, תהווה הפעילות בבלוק 12 לצרכי מס מגזר נפרד העומד בפני עצמו והשקעות החיפושים יוכרו בישראל כהוצאה, רק כנגד ההכנסות מקפריסין (מכאן, שהוצאות שהוציאה השותפות בקפריסין בגין פעילותה בבלוק 12 לא יכללו בדיווחי המס שלה במסגרת ההוצאות המותרות בניכוי בישראל, אלא יופחתו בעתיד מהכנסות שתפיק השותפות בבלוק 12) והכל בכפוף לדין החל בישראל; אופן ההכרה בהכנסות לרבות זיכוי בגין מס ששולם בקפריסין יבוצע בהתאם להוראות מנהל רשות המסים, בהתחשב בתנאים שיהיו רלוונטים באותה עת ובתנאים שהיו ידועים בעת מתן האישור.

יצוין כי הממונה על ענייני הנפט נתן את אישורו בהתאם לתקנה 8 לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) תשס"ז-1956, להחלת התקנות על השותפות גם בבלוק 12, בכפוף לתנאים שנקבעו על-ידו.

ב. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011:

בחודש אפריל 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"). יישומו של החוק הביא לשינוי בכללי המיסוי החלים על הכנסות השותפות, הכוללים בין היתר, הנהגת היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון שנקבע בחוק וביטול ניכוי האזילה. החוק כולל הוראות מעבר לגבי מיזמים מפיקים או כאלה שיחלו בהפקה עד שנת 2014.

עיקרי הוראות החוק כלהלן:

1. הנהגת היטל רווחי נפט וגז בשיעור שיקבע כאמור להלן. שיעור ההיטל יחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R פקטור, על פי היחס בין ההכנסות המצטברות נטו מהפרויקט לבין ההשקעות המצטברות כפי שהוגדרו בחוק. היטל מינימאלי של 20% ייגבה החל בשלב שבו יחס ה-R פקטור יגיע ל-1.5, וכשיעלה היחס יגדל ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי של 50% עד הגעת היחס ל-2.3. כמו-כן, נקבע ששיעור ההיטל כאמור, יופחת החל משנת 2016 במכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה לגבי כל שנת מס לבין שיעור המס 18%. בהתאם לשיעור מס החברות שנקבע החל משנת 2016 ואילך השיעור המקסימאלי יעמוד על 46.8%.

בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני יצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל מאגר בנפרד (Ring Fencing); תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב כשיעור מהנפט המופק, יהיה חייב מקבל התשלום בתשלום היטל בהתאם לגובה התשלום שקיבל, וסכום זה יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט.

כמו כן, בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.

ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחולה מיום 10 באפריל 2011 והן כוללות הוראות מעבר לגבי מיזמים שהחלו בהפקה מסחרית עד ליום 1 בינואר 2014.

א) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו לפני יום התחילה יחולו הוראות חוק זה בשינויים אלה:

1) חלה לגבי מיזם כאמור חובת תשלום היטל בשנת המס שבה חל יום התחילה, יהיה שיעור ההיטל באותה שנת מס, מחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט אילולא הוראות פסקה זו ולא יותר מ-10%;

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ב. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011 (המשך):

1. (המשך):

א) (המשך):

2) במקרה בו עלה מקדם ההיטל בשנת המס שבה חל יום התחילה על 1.5, נקבעו כללים לאופן חישוב מקדם ההיטל בכל שנת מס שלאחריה.

3) שיעור ההיטל שיוטל על רווחי הנפט של המיזם בכל אחת משנות המס 2012 עד 2015 יהיה שווה למחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט כאמור אילולא הוראות פסקה זו.

ב) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1 בינואר 2014 יחול, בין היתר, הוראות אלה:

1. מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3;
2. שיעור הפחת לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.
2. החוק כולל הוראות בדבר מיסוי שותפויות נפט החל משנת 2011, ראה פסקה א לעיל.
3. בהתאם לחוק, מגישה מפעילת הפרויקטים דוח היטל, הכולל, בין היתר, נתונים מצטברים בדבר תקבולים והשקעות לצורך חישוב ה-R פקטור, כאמור בסעיף 1 לעיל. יצוין כי, במסגרת דיוני שומות שהתקיימו, נתגלו חילוקי דעות בין המפעיל לרשויות המס, אשר בחלקם נדונים בערכאות משפטיות, בין היתר, לגבי אופן סיווגם וכימותם של מספר נתונים בדוחות שהוגשו.

ג. מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות:

1. בהמשך לאמור בביאור 13 ופסקה 6 לעיל, סכומי מקדמות המס חושבו על-פי שיעורי המס החלים על חברות בשנת 2017 דהיינו 24%. עוד יצוין, כי אם לאחר הגשת הדוח (כמתואר בסעיף 2 להלן) ולאחר השלמת ביקורת רשות המסים, יתברר כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות ואם יתברר כי שומת המס הסופית תהא גבוהה מהסכומים ששולמו על-ידי השותפות, יהיה על השותפות לפעול בהתאם להוראות סעיף 19 לחוק ולשלם את יתרת המס הנובעת ממנה.

2. על פי הוראות סעיף 19 חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח (מאושר על ידי ר"ח) על ההכנסה החייבת של השותפות. סעיף 19 קובע כי בעת הגשת הדוח, על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו, על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים⁵⁶ בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות הזכאים, כפי שיהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס). על פי הוראות סעיף 19, המס אותו על השותף הכללי לשלם בעת הגשת הדוח, יחושב לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים (להלן: "**שיעור מס משוקלל**") כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד, נמוך מהשיעור האמור.

3. הואיל ונכון למועד אישור הדוחות הכספיים, אין בידי השותף הכללי נתונים בדבר כמות יחידות ההשתתפות המוחזקות על-ידי מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם וכמות יחידות ההשתתפות המוחזקות על ידי מחזיקים זכאים שהינם יחידים (למעט מידע חלקי בדבר החזקות בעלי הענין), אין ביכולת השותף הכללי להעריך את שיעור המס המשוקלל.

4. עמדת השותפות הינה כי המס שישולם על ידי השותף הכללי (כולל המקדמות ולרבות תשלומים נוספים שיבוצעו בעתיד על חשבון המס של אותה שנת מס ובניכוי החזרים, ככל שיהיו), הינם על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים ומהווים חלוקה על ידי השותפות, כאשר התאריך הקובע בגין חלוקה זו הינו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס בגינה שולמו המקדמות.

5. מאחר שלגישת השותף הכללי, הוראות סעיף 19 גוברות על האמור בהסכם השותפות לעניין מיסוי שותפות נפט, וכל עוד הללו אינן תואמות את ההסדר הקבוע בהסכם השותפות, תפעל השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, חלף האמור בהסכם השותפות, לעניין מיסוי שותפות נפט.

⁵⁶ מחזיק זכאי הינו מי שהחזיק ביחידות השתתפות ליום 31 בדצמבר לכל שנת מס.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ג. מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (המשך):

6. ביום 30 באוקטובר 2016, הגיש המפקח של שותפות אבנר בקשה לבית המשפט למתן הוראות בנוגע לפרשנותו ואופן יישומו של סעיף 19.57 עמדת השותף הכללי הינה כי תשלום המס מהווה חלוקת רווחים, ויש לשלם את המס באופן אחיד ובלא הבחנה בין מחזיקים שהינם חבר בני אדם ובין מחזיקים שהינם יחיד, ואילו לשיטת המפקח יש לשלם את המס תוך התחשבות במעמדו המיסוי של כל מחזיק, ובהעדר ידיעה מוסמכת לגבי מעמד כזה, לשלם עבורו את שיעור המס המקסימלי החל על יחיד. ביום 22 ביוני 2017 הגיש השותף הכללי בשותפות אבנר תשובה מקדמית לבקשת מפקח שותפות אבנר למתן הוראות, ובמסגרתה טען כי אין לפרש את סעיף 19 ככזה המתיר חלוקה בלתי שוויונית לבעלי יחידות ההשתתפות, ואף לא ככזה הכופה על שותפות אבנר לבצע חלוקת רווחים "מאזנת". ביום 26 ביולי 2017 הוגשו סיכומים מטעם משרד המשפטים ופקיד שומה למפעלים גדולים.

ביום 1 בנובמבר 2017 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי בבקשה. להבנת השותפות, קובע פסק הדין, כדלקמן: (א) סעיף 19(א) לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "סעיף 19(א)") אינו עוסק בהסדרת היחסים בין מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבין עצמם, אלא רק באופן גביית המס. משכך, אין לראות בתשלום המס לפי סעיף 19(א) כחלוקה, ותשלום המס אינו כפוף למבחני החלוקה; (ב) לא ניתן לקבל את הצעת השותף הכללי כי לצד תשלום המס תונפק למחזיקים תעודת מס שבה ייחוס התשלום יהיה אחיד לכל מחזיק מבלי להתחשב במעמדו, שכן בהצעה זו גלום תשלום מס בחסר לגבי "יחידים", שיחייב פעולות גבייה נוספות ויפגע בתכלית סעיף 19(א) שהיא ייעול גביית המס; (ג) בית המשפט אינו רואה כל הצדקה להתערב בניהול ענייני השותפות ולחייב את השותפות בתשלום סכום העולה על המתחייב מהוראות סעיף 19(א)(6) למחזיקי יחידות ההשתתפות או למס הכנסה; (ד) כל עוד עומד הסדר הגביה הקבוע בסעיף 19(א) בתוקפו, על השותפות ו/או השותף הכללי למצוא את הדרך הראויה לאזן בין ההוצאה הנוספת הכרוכה בשיעור המס החל על יחידים המחזיקים ביחידות ההשתתפות לבין ההוצאה הכרוכה בשיעור המס החל על חברות המחזיקות יחידות השתתפות. אחת הדרכים היא שבמועד תשלום המס על ידי השותף הכללי, יקבע השותף הכללי חלוקה מאזנת שיכול שתהא "רעיונית" (זקיפה רישומית עד לחלוקה והתחשבות בפועל)⁵⁸ לאותם בעלי יחידות השתתפות ששיעור המס שלהם נמוך משיעור המס החל על יחידים. בית המשפט, אינו שם עצמו במקום השותף הכללי וככל שימצא הסדר אחר העונה על דרישות הדין (הסכמי השותפות ודיני השותפויות) החלות על השותפות ועליו, רשאי הוא לעשות כן.

ביום 31 בדצמבר 2017 הגיש השותף הכללי בשותפות ערעור על פסק דינו של בית המשפט המחוזי במסגרתו התבקש בית המשפט העליון להורות מהי פרשנותו הראויה של סעיף 19, באופן בו תקבע דרך קבועה, ידועה ורוחבית למיסוי הכנסותיהן החייבות של שותפויות נפט, לפיה יוכלו שותפויות הנפט כולן לנהוג בוודאות, בין היתר, תוך ייחוס תשלום המס בין המחזיקים באופן שוויוני אשר ימנע קיפוח מחזיקים החבים בשיעור נמוך משיעור המס המירבי החל על יחיד. כן התבקש בית המשפט העליון לקבוע, כדלקמן: (א) יש לייחס את תשלום המס שמשלמת שותפות נפט לפי הוראות סעיף 10 באופן שוויוני בין כל היחידות בשותפות; (ב) בהתאם, על השותפות להנפיק למחזיקי היחידות תעודות מס שוויוניות, כך שהמס ששילמה השותפות, על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות, יירשם בתעודת המס בסכום אחיד ליחידים ולחבר בני אדם, ללא הבחנה ביניהם, וכל שותף יוכל לעשות שימוש בתעודה זו, ככל הדרוש לו, בין אם לשם השלמת

⁵⁷ לבקשת מפקח אבנר, ובהסכמת הצדדים, ביום 16 ביולי 2017 הורה בית המשפט לעדכן את זהות הצדדים בהליך בעקבות מיזוג שותפות אבנר עם השותפות. מפקח השותפות טרם המיזוג הוסף כמבקש (בנוסף למפקח אבנר), השותפות צורפה במקומה של שותפות אבנר, השותף הכללי בשותפות צורף במקום השותף הכללי בשותפות אבנר והשותף המוגבל בשותפות צורף במקום השותף המוגבל בשותפות אבנר.

⁵⁸ להערכת השותפות ככל שאכן תינקט "חלוקה מאזנת" כפי שתוארה בפסק הדין, יעמוד היקפה על סך של כ-56 מיליון דולר בגין שנות המס 2015 - 2016 ובהתבסס על תעודות מס זמניות שפרסמה השותפות בחודש דצמבר 2017. יצוין כי, החלטתו של בית המשפט, כאמור לעיל, עשויה להשתנות בעקבות ערעור שהוגש לבית המשפט העליון על-ידי השותף הכללי על פסק דינו של בית המשפט כאמור. לאור האמור, להערכת השותפות בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים בשל השלב המקדמי בו מצויים ההליכים המשפטיים, ולכן אין ביכולתה של השותפות בשלב זה להעריך את אופן הטיפול שייקבע לביצוע האיוון, אם בכלל, בגין שנות המס הנ"ל.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ג. מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות השתתפות (המשך):

6. (המשך):

תשלום המס הנדרש ממנו, ובין אם לשם קבלת החזר מס; (ג) לחלופין, לקבוע כי החלטת בית המשפט המחוזי לפיה יש לייחס את המס לשותפים באופן דיפרנציאלי תחול מכאן ולהבא בלבד, ואילו ביחס לעבר יוכלו שותפויות הנפט לייחס את המס ששולם באופן שיוויוני למחזיקים הרלוונטיים, ובהתאם הן תהיינה רשאיות להוציא תעודות מס שיוויוניות; (ד) לחלופין, וככל שייקבע כי תשלום המס בהתאם לסעיף 19 אינו מהווה חלוקה כמשמעה בחוק החברות, אזי ייקבע כי גם תשלום איזון שיבוצע למחזיקי יחידות השתתפות שהן חבר בני אדם (על מנת למנוע סבסוד בין מחזיקי יחידות בשותפות בתשלום המס), אינו מהווה חלוקה, וזאת על מנת למנוע קיפוח מחזיקים החבים בשיעור נמוך משיעור המס המירבי החל על יחיד (דוגמת חברות או גופים מוסדיים).

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:

א. יתרות:

31 בדצמבר 2016		31 בדצמבר 2017		ביאור	
בעלי ענין	חברות אם	בעלי ענין	חברות אם		
אחרים		אחרים			
731	80	2,082	-		לקוחות
219	-	178	-	5	חייבים ויתרות חובה
2,312	4,353	1,639	2,405	8א	נכסים אחרים לזמן ארוך
1,690	472	597	1,948	9	זכאים ויתרות זכות
1,734	-	34,020	-		יתרת חובות שוטפים הגבוהה ביותר במשך השנה

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017:

בעלי ענין	חברות	ביאור	
אחרים	אם		
8,277	319	4ג7	הכנסות ממכירת גז ⁵⁹
6,502	8,201	15	הוצאות בגין תמלוגי על
200	760	12א	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
223	-	18	גמול דירקטורים
-	492	12ח5	עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	2,418	13ו	הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	286	18	ביטוח נושאי משרה
106	-	7ב1	הכנסות ריבית

⁵⁹ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 4ג7.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין (המשך):

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2016:

בעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
7,138	1,154	14 הכנסות ממכירת גז ⁶⁰
7,018	7,407	15 הוצאות בגין תמלוגי על
747	-	12א הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
258	-	18 גמול ל- 2 דירקטורים מכהנים
-	492	12ח עמלת ערבות לקבוצת דלק
1,833	658	13ו, 18 הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	168	18 ביטוח נושאי משרה

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2015:

בעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
6,605	1,006	14 הכנסות ממכירת גז ⁶¹
6,470	6,751	15 הוצאות בגין תמלוגי על
314	-	הוצאות דמי מפעיל
480	-	12א הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
42	-	18 גמול ל- 2 דירקטורים מכהנים
-	490	12ח עמלת ערבות לקבוצת דלק
1,417	1,147	13ו, 18 הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון

ג. תנאי העסקה מנכ"ל ויו"ר דירקטוריון השותף הכללי:

1. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו:

החל מיום 1 באפריל 2011, מכהן מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו") כמנכ"ל השותף הכללי על-פי הסכם העסקה מיום 11 בספטמבר 2011 שהסתיים ביום 31 במרץ 2016 (להלן בסעיף זה: "הסכם העסקה הראשון"). בנוסף, החל מיום 1 בפברואר 2016 ועד ליום 16 במאי 2017 כיהן מר אבו כמנכ"ל אבנר נפט וגז בע"מ, השותף הכללי בשותפות אבנר (להלן: "שותף כללי אבנר" או "אבנר נפט וגז"), במקביל לכהונתו כמנכ"ל השותף הכללי. החל מיום 17 במאי 2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) מועסק מר אבו כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף של משרה מלאה (100%).

תנאי כהונתו והעסקתו הנוכחיים של מר אבו מעוגנים בהסכם העסקה מחודש יוני 2016 אשר נכנס לתוקף מיום 1 באפריל 2016 למשך תקופה בת חמש שנים (להלן: "הסכם העסקה השני"). הסכם העסקה השני אושר ביום 14 באפריל 2016 על-ידי ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי וביום 5 ביוני 2016 על-ידי האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות.

יצוין, כי עד ליום 16 במאי 2017 השותף הכללי והשותף הכללי בשותפות אבנר נשאו בעלות העסקתו של מר אבו בחלקים שווים ביניהם (50%-50%). החל מיום 17 במאי 2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושא השותף הכללי במלוא עלות העסקתו (100%).

⁶⁰ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 437.

⁶¹ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 437.

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ג. תנאי העסקה מנכ"ל ויו"ר דירקטוריון השותף הכללי (המשך):

1. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (המשך):

על-פי הסכם ההעסקה השני, עומד שכרו החודשי של מר אבו על סך של 110 אלפי ש"ח ברוטו (100%) (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). מר אבו זכאי לתנאים הנלווים והכל בהתאם למדיניות השותף הכללי. מר אבו זכאי לבונוס שנתי בכל שנה קלנדרית במהלך תקופת הסכם ההעסקה השני ובונוס מיוחד חד פעמי, בהתאם למדיניות התגמול. במקרה של סיום העסקתו, יהא זכאי מר אבו למענק הסתגלות ולמענק פרישה, בהתאם למדיניות התגמול. כמו כן, השותף הכללי העניק בשנת 2016 למר אבו כ-2,959,860⁶² יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (כפוף להתאמות כמפורט בהסכם ההעסקה) (להלן: **"יחידות הפאנטום השניות"**)).

יחידות הפאנטום השניות תבשלנה בחמש מנות כאשר המנות הראשונה והשנייה הבשילו ביום 1 בספטמבר 2017 והמנות השלישית, הרביעית והחמישית יבשילו בימים 1 בספטמבר 2018, 1 בספטמבר 2019 ו-1 בספטמבר 2020 (להלן: **"החבילה הכוללת השנייה"**). כל אחת מהמנות הכלולות בחבילה הכוללת השנייה ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לתום 90 יום לאחר סיום העסקתו של מר אבו על-פי הסכם ההעסקה (קרי: 30 ביוני 2021). מחיר המימוש של יחידות הפאנטום עומד על 11.33 ש"ח למנה הראשונה בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה. השווי ההוגן של יחידות הפאנטום שהוענקו למנכ"ל מסתכם לסך של כ-7.4 מיליון ש"ח נכון ליום 13 באפריל 2016 (הערכת השווי ההוגן בוצעה על-פי המודל הבינומי). ההנחות העיקריות עליהן התבססה הערכת השווי האמורה הינן כדלקמן: (1) מחיר מימוש של 11.33 ש"ח למנה הראשונה בתוספת של 5% מידי שנה; (2) מחיר יחידת השתתפות של כ-10.79 ש"ח; (3) סטיית תקן בשיעור של 33.17%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 1.02%; (5) אורך חיים חוזי של 5.22 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה של 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכלולה במנה הממומשת במועד ההענקה.

ביום 19 בפברואר 2018 הודיעה השותפות כי מר אבו מסר לשותפות שדירקטוריון דלק אנרגיה, אישר את מינויו של מר אבו כמנכ"ל דלק אנרגיה, בכפוף לקבלת כל האישורים הנדרשים על פי דין, זאת בנוסף לתפקידו כמנכ"ל השותף הכללי, ובאופן שעיסוקו העיקרי ימשיך להיות מנכ"ל השותף הכללי. בהמשך לאמור לעיל, הגיע מר אבו להסכמה עם השותף הכללי ודלק אנרגיה, לפיה ימשיך לכהן בתפקידו הנוכחי כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף משרה של כ-80% (במקום 100%), וכן יכהן במקביל לכך כמנכ"ל דלק אנרגיה בהיקף משרה של 20%, בכפוף לקבלת כל האישורים הנדרשים לכך בשותפות ובדלק אנרגיה. מר אבו יעדכן את ועדת הביקורת והדירקטוריון בכל עניין בו יתעורר חשש מיצירת ניגוד עניינים בין כהונתו כמנכ"ל השותף הכללי לבין כהונתו כמנכ"ל דלק אנרגיה, ויפעל בהתאם להוראותיהם באותו העניין הצדדים הסכימו כי השותף הכללי ימשיך לשאת במלוא שכרו של מר אבו (100% משרה), ותיערך התחשבות בין השותף הכללי לבין דלק אנרגיה בגין נשיאת חלקה של דלק אנרגיה (20%) בעלות שכרו הכוללת של מר אבו, לרבות כל מרכיבי התגמול להם הוא זכאי על פי תנאי ההעסקה הנוכחיים על-פי הסכם ההעסקה השני. בנוסף, בגין כהונתו כדירקטור בחברות מוחזקות על-ידי השותפות או דלק אנרגיה, יהא זכאי מר אבו לגמול כמקובל.

יצוין כי, במסגרת הסכם ההעסקה הראשון אושר מתן ערבות לרכישת יחידות השתתפות של השותפות בסכום של 12 מיליון ש"ח אשר הועמדה לטובת תאגיד בנקאי להבטחת פירעון הלוואה שנלקחה על-ידי מר אבו בתנאי Non-recourse. בחודש ינואר 2017 נפרעה על-ידי מר אבו מחצית מההלוואה האמורה, ויתרת ההלוואה נפרעה במלואה בחודש ספטמבר 2017⁶³. במועד הפירעון כאמור (ספטמבר 2017) רכשה דלק אנרגיה ממר אבו, בעסקה מחוץ לבורסה, 511,954 יחידות השתתפות של השותפות, בסכום כולל של כ-5.7 מיליון ש"ח, באופן שכל תמורת המימוש שהתקבלה בידי מר אבו שימשה לפירעון ההלוואה ויתרת ההלוואה נפרעה על ידי דלק אנרגיה.

⁶² במסגרת מיזוג השותפויות הוחלפו 7,734,410 יחידות פאנטום שותפות אבנר ל 1,453,835 יחידות פאנטום של השותפות.

⁶³ בהתאם להסכם ההעסקה הראשון, בהעמדת הערבות נשאה דלק אנרגיה.

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ג. תנאי העסקה מנכ"ל ויו"ר דירקטוריון השותף הכללי (המשך):

2. מינוי יו"ר דירקטוריון השותף הכללי מר אסי ברטפלד:

בחודש ינואר 2016 הודיעה השותפות על מינוי של מר אסי ברטפלד ליו"ר הדירקטוריון השותף הכללי בתוקף מיום 1 בפברואר 2016.

ד. בהמשך לאמור בביאור 3ג בדבר זכויות השותפות לחיפוש בבלוק 12 בקפריסין, כתנאי להסבה דרשה ממשלת קפריסין, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון כי תומצא ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום לטובת הרפובליקה של קפריסין להבטחת קיום מלוא ההתחייבויות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "**הערבות**"), שניתנה במועד העברת הזכויות על ידי קבוצת דלק.

קבוצת דלק ניאיתה ליתן את הערבות, בתמורה לתשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות (ראה ביאור 5ח12 לעיל), כפי שאושרה באסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ובכפוף למספר תנאים שעיקריהם מפורטים כדלקמן:

1. רכישת כיסוי ביטוחי לשביעות רצונה של קבוצת דלק.

2. בנוסף, התחייבה השותפות כי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף יחולו ההוראות כדלקמן:

א) במקרה בו תמכור השותפות את זכויותיה בבלוק 12, תפעל השותפות לשחרר את קבוצת דלק מהערבות, או מחלקה היחסי (במקרה של מכירה חלקית של הזכויות);

ב) לקבוצת דלק תהא הזכות לדרוש מהשותפות, בהודעה בכתב, בכל עת ולפי שיקול דעתה, כי תגרום לשחרורה של קבוצת דלק מהערבות או לחילופין לחתום על הסכם למכירת הזכויות בבלוק 12;

ג) השותפות תשפה את קבוצת דלק בגין נזק מכל סוג שהוא ו/או הוצאות מכל סוג שהן ו/או תשלומים בהן נשאה קבוצת דלק ללא כל הגבלה בסכום;

ד) הואיל והתחייבויות השותפות ונובל קפריסין על-פי הסכם הזיכיון הינן ביחד ולחוד, תפעל השותפות, כמיטב יכולתה, מול נובל קפריסין וחברת האם של נובל קפריסין, Noble Energy Inc. (להלן: "**נובל אינק**"), שהמציאה ערבות, כאמור, עבור חברת הבת שלה, נובל קפריסין, מכח הסכם הזיכיון, בניסיון להגיע להסדרי חלוקת אחריות ושיפוי הדדי בינה לבין קבוצת דלק לבין נובל קפריסין ונובל אינק בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזה ההחזקה בזכויות בבלוק 12;

ה) השותפות תמציא לקבוצת דלק העתק מכל החלטה ו/או הודעה של הרשויות בקפריסין בקשר עם הסכם הזיכיון ו/או הערבות. וכן תפעל ליידע את דלק אנרגיה על כל אירוע העלול, למיטב ידיעתה, להביא לידי מימוש הערבות.

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין:

1. ראה ביאורים 12ב ו-15 לעיל בקשר עם תשלום תמלוגים בין השותפות לבעלי השליטה בה ולצד קשור.

2. השותפות קשורה בהסכמי מכירת גז עם חברת דלק אי.פי. אי.פי. אי.פי. דלק שורק בע"מ ודלק ישראל בע"מ (חברות קשורות) (ראה ביאור 12ג לעיל). לפרטים לגבי היקפי המכירות, ראה סעיף ב לעיל, בדבר הכנסות ממכירת גז לבעלי עניין אחרים.

3. השותף הכללי בשותפות התקשר עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות, ובכלל זה בהסכם דמי ניהול ובהסכם לחלוקת הנשיאה בעלויות שיפוף המשרדים.

השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין חלקה בהטבה הנ"ל בסך של כ-402 אלפי דולר (2016: כ-52 אלפי דולר).

4. לעניין הסכם מיזוג שנחתם בין השותפות לבין שותפות אבנר לפיו שותפות אבנר תתמזג עם ולתוך השותפות, ראה ביאור 1ה לעיל.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין (המשך):

5. במהלך השנה התקשרו השותפות והשותף הכללי בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, במסגרת הפוליסה הנערכת על ידי קבוצת דלק לתקופה מיום 1 ביולי 2017 ועד ליום 31 בדצמבר 2018. סכום ההוצאה שנרשמה בדוח על הרווח הכולל הסתכם בסך של כ-202 אלפי דולר (2016 : 168 אלפי דולר).

6. במהלך שנת 2017 נחתם הסכם בין שותפי ים תטיס (הכוללים, בין היתר, את השותפות ואת קבוצת דלק) לבין שותפי תמר (הכוללים, בין היתר, את השותפות) למכירת עודפי ההפקה ממאגר ים תטיס לשותפי תמר, לשם מכירתם ללקוחות פרויקט תמר. מכירת העודפים כאמור לא צפויה להיות בעלת השפעה מהותית על תוצאות פעילותה של השותפות.

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים:

א. אופן קביעת השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים:

בשל אופיים, השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים כגון מזומנים ושווי מזומנים, לקוחות וחייבים לזמן קצר וספקים וזכאים לזמן קצר מהווה קירוב נאות לערכם בספרים.

נכסים והתחייבויות בלתי סחירים לזמן - ערכם בספרים משקף את שוויים ההוגן לתאריך הדוחות על קצר נושאי ריבית בעלי מועד פירעון קבוע המצב הכספי, מאחר ושיעור הריבית הממוצע לגביהם אינו שונה באופן מהותי משיעור הריבית המקובל בשוק לגבי פריטים דומים לתאריך הדוחות על המצב הכספי.

סכומים לקבל ולשלם לזמן קצר - הערך בספרים מהווה קירוב לשוויים ההוגן.

נכסים והתחייבויות שלא נקבע להן מועד פירעון - השווי ההוגן נקבע על פי הסכום לתשלום לפי דרישה בתאריך הדיווח.

נכסים והתחייבויות בריבית משתנה - השווי ההוגן של נכסים והתחייבויות בריבית משתנה, אשר לא חלו שינויים מהותיים בגינם, נקבע בהתאם לתנאים החוזיים של המכשיר.

חוזי החלפת ריבית וחוזי אקדמה - השווי ההוגן מתבסס על מחיר השוק. בהעדר מחיר שוק מתבסס (פורורד) השווי ההוגן על מודלים כלכליים.

ב. היררכיית השווי ההוגן:

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במדרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות. מדרג השווי ההוגן הינו:

רמה 1 - מחירים מצוטטים (לא מתואמים) בשווקים פעילים עבור נכסים זהים או התחייבויות זהות.

רמה 2 - נתונים שאינם מחירים מצוטטים הכוללים ברמה 1, אשר ניתנים לצפייה לגבי הנכס או ההתחייבות, במישרין או בעקיפין.

רמה 3 - נתונים שאינם ניתנים לצפייה עבור הנכס או ההתחייבות.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ב. היררכיית השווי ההוגן (המשך):

להלן נתונים בדבר היררכיית השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים הנמדדים בשווי הוגן שהוכרו בדוח על המצב הכספי:

31.12.2017			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:			
95,070	-	-	95,070
- אגרות חוב			
88,600	88,600	-	-
- תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידית ⁶⁴			
14,093	-	-	14,093
- קרנות סל			
נכסים פיננסיים זמינים למכירה:			
78,500	78,500	-	-
- תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם החלטת השקעה סופית לפיתוח חזקות כריש תנין ⁶⁵			
276,263	167,100	-	109,163
התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:			
126	126	-	-
- נגזרים פיננסיים ⁶⁶			

31.12.2016			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:			
52,308	-	-	52,308
- אגרות חוב			
432	432	-	-
- נגזרים פיננסיים			
73,700	73,700	-	-
- תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידית			
נכסים פיננסיים זמינים למכירה:			
66,600	66,600	-	-
- תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם החלטת השקעה סופית לפיתוח חזקות כריש תנין			
4,468	-	-	4,468
- קרן סל			
197,508	140,732	-	56,776

ג. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים בדוחות הכספיים תואם או קרוב לערכם בספרים, למעט אגרות החוב אשר הונפקו כאמור בביאור 10 לעיל אשר ליום 31 בדצמבר 2017 שווין ההוגן הינו כ- 1,695 מיליון דולר (31 בדצמבר 2016: 2,036 מיליון דולר) וערכן בספרים הינו כ- 1,664 מיליון דולר (31 בדצמבר 2016: כ- 1,977 מיליון דולר)

⁶⁴ במהלך שנת 2017 שוערכה היתרה בסך של כ- 14,900 אלפי דולר אשר הוכר ברווח או הפסד בסעיף הכנסות מימון.

⁶⁵ במהלך שנת 2017 שוערכה היתרה בסך של כ- 11,900 אלפי דולר אשר מתוכם סך של כ- 2,100 אלפי דולר הוכר ברווח כולל אחר וסך של כ- 9,800 אלפי דולר הוכר ברווח או הפסד בסעיף הכנסות מימון.

⁶⁶ במהלך שנת 2017 שוערכה היתרה בסך של כ- 558 אלפי דולר אשר הוכר ברווח או הפסד בסעיף הוצאות מימון.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ד. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר		
2016	2017	
		נכסים פיננסיים:
480,876	154,835	מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות בבנקים
267,535	380,308	השקעות ופקדונות
61,354	46,506	לקוחות
25,950	29,462	חייבים ויתרות חובה
151,112	179,840	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>986,827</u>	<u>790,951</u>	סך הכל נכסים פיננסיים
		התחייבויות פיננסיות:
49,457	96,406	זכאים ויתרות זכות
-	126	נגזרים פיננסיים
1,976,633	1,663,740	אגרות חוב (ראה ביאור 10)
-	468,967	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
<u>2,026,090</u>	<u>2,229,239</u>	סך הכל התחייבויות פיננסיות

ה. מדיניות ניהול סיכונים:

פעילויות השותפות חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק (לרבות סיכון מטבע חוץ, סיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי וסיכון מחיר), סיכון אשראי, סיכון נזילות וסיכון תזרים מזומנים בגין החשיפה לשיעור ריבית הלייבור. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של השותפות מתמקדת בפעולות לצמצום השפעות שליליות אפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות למינימום. השותפות משתמשת לעיתים במכשירים פיננסיים נגזרים לגדר חשיפות מסוימות לסיכונים.

ו. סיכוני שוק:

סיכוני שוק נובעים מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי, ישתנו כתוצאה משינויים במחירי שוק. סיכוני שוק כוללים שלושה סוגי סיכונים: סיכון מטבע, סיכון מחיר וסיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית כדלקמן:

1. סיכון מטבע:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים לשותפות יתרות שקלים בסכומים לא מהותיים. יצויין כי ליום 31 בדצמבר 2016, בעקבות הנפקת אגרות חוב סדרה א' מיום 26 בדצמבר 2016, כאמור בביאור 10ג, החזיקה השותפות ביתרות שקלים בסך של כ-210 מיליון דולר, אשר הומרו לדולרים מיד ובסמוך לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי ליום 31 בדצמבר 2016. סיכון שער חליפין נובע בעיקר מנכסים והתחייבויות הנקובים בש"ח ומהעובדה שמקדמות המס שמשלמת השותפות בהתאם לסעיף 19 נקבעות על בסיס דוח מס שקלי.

2. סיכון ריבית:

סיכון ריבית הינו הסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשירים פיננסיים ישתנו כתוצאה משינויים בשיעורי ריבית השוק. המכשירים הפיננסיים הנושאים ריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרים מזומנים בגין שינוי בשיעור הריבית. בנוסף, חשופה השותפות לשינויים אפשריים בתזרים המזומנים העשויים לנבוע משינויים בריבית הלייבור, בעיקר מהסכם למימון חלקה של השותפות

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק (המשך):

2. סיכון ריבית (המשך):

בעלויות פיתוח פרויקט לויתן (ראה ביאור 10 לעיל). במסגרת מדיניות ניהול הסיכונים של השותפות ביצעה השותפות במהלך שנת 2017 עסקאות גידור של תזרים המזומנים מסוג IRS המגדרות את השינויים בריבית הליבור בהיקף של 1.1 מיליארד דולר.

עסקאות הגידור של תזרימי המזומנים מומשו על ידי השותפות במהלך חודש ספטמבר 2017 לפני מועד סיומם המקורי, בהפסד אשר נבע מירידת הריבית בסך של כ-4 מיליון דולר אשר נזקף לדוח על הרווח הכולל אחר בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים. בהתאם למדיניות ניהול הסיכונים, ממשיכה השותפות לבחון רכישת הגנות בגין חשיפות לסיכונים שוק. לשותפות השקעות לזמן קצר הנושאות ריבית משתנה.

להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר		
2016	2017	
		מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:
		נכסים:
440,779	366,779	פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
25,519	27,782	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
14,450	34,048	חייבים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות
<u>480,748</u>	<u>428,609</u>	
		התחייבויות:
-	478,657	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
<u>480,748</u>	<u>(50,048)</u>	עודף נכסים (התחייבויות)

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בריבית הליבור בשיעור 0.5%, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
קטון בשיעור הריבית	גידול בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
250	(250)	2017
(2,380)	2,380	2016

בהמשך לאמור בביאור 37 בקשר עם מכירת כלל זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין רשמה השותפות סכומים לקבל ליום 31 בדצמבר 2017 סך של כ-78.5 מיליון דולר (ליום 31 בדצמבר 2016 בסך של כ-66.6 מיליון דולר) בגין תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מהמאגרים כריש ותנין וסכומים לקבל ליום 31 בדצמבר 2017 סך של כ-88.6 מיליון דולר (ליום 31 בדצמבר 2016 בסך של כ-73.7 מיליון דולר) בקשר עם החלטת השקעה סופית של הרוכשת לפיתוח חזקות כריש ותנין.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק (המשך):

2. סיכון ריבית (המשך):

להלן מבחני רגישות בגין שינוי בריבית ההיוון כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2017				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוגן	-1%	-2%
(12,435)	(6,534)	88,600	7,253	15,326
<u>(6,946)</u>	<u>(3,594)</u>	<u>78,500</u>	<u>3,857</u>	<u>8,002</u>
<u>(19,381)</u>	<u>(10,128)</u>	<u>167,100</u>	<u>11,110</u>	<u>23,328</u>

תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידית תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם החלטת השקעה סופית לפיתוח חזקות כריש ותנין
סך - הכול

ליום 31 בדצמבר 2016				
רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוגן	-1%	-2%
(12,285)	(6,502)	73,700	7,335	15,632
<u>(7,704)</u>	<u>(4,008)</u>	<u>66,600</u>	<u>4,352</u>	<u>9,084</u>
<u>(19,989)</u>	<u>(10,510)</u>	<u>140,300</u>	<u>11,687</u>	<u>24,716</u>

תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידית תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם החלטת השקעה סופית לפיתוח חזקות כריש ותנין
סך - הכול

3. סיכון מחיר:

סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט:

המחירים המשולמים על-ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי שבמאגרים אשר השותפות שותפה בהם נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל אליו מוצמדים הסכמי הגז ללקוחות חשמל פרטיים, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), ממחיר חבית מסוג ברנט (Brent) וכן ממחירי הדלקים החליפיים לגז, כגון מזוט וסולר. בקשר לתעריף ייצור החשמל, יצויין כי השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו.

ירידה במחירי הדלקים החליפיים ו/או במחירי הברנט ו/או בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים אותם תוכל השותפות לקבל מלקוחותיה בגין הגז הטבעי שימכר על-ידה ו/או להשפיע על כדאיות ההפקה מהמאגרים בהם היא שותפה וממאגרים חדשים שיתגלו (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות.

סיכון מחירי ניירות ערך וסחורות:

השותפות משקיעה חלק מעודפי המזומנים שלה באגרות חוב דולריות ובכך חושפת עצמה לתנודתיות במחיר, אשר מובנה בשוק זה. כמו כן משקיעה השותפות בקרנות סל ובפקדונות מובנים אשר התשואה הנובעת מהם תלויה בביצועי מניות או סחורות. החלטות השקעה מתקבלות על ידי הנהלת השותף הכללי בשותפות בהתבסס על המלצותיהם של יועצים מקצועיים והנחיות ועדת ההשקעות של דירקטוריון השותף הכללי בשותפות.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק (המשך):

3. סיכון מחיר (המשך):

שווין ההוגן של אגרות החוב וקרנות הסל לתאריך הדוח עמד על כ- 95,069 אלפי דולר (31 בדצמבר 2016 : 51,887 אלפי דולר) וכ- 14,093 אלפי דולר (31 בדצמבר 2016 : 4,468), בהתאמה וכן שוויו ההוגן של הנגזר הפיננסי בגין הפקדונות המובנים כאמור הוערך בהתחייבות של כ- 126 אלפי דולר (31 בדצמבר 2016 : 432 אלפי דולר נכס).

להלן מבחני רגישות בגין שינוי במחיר כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים :

ליום 31 בדצמבר 2017				
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר				
עלית שערי ניירות ערך וסחורות	ירידת שערי ניירות ערך וסחורות	עלית שערי ניירות ערך וסחורות	ירידת שערי ניירות ערך וסחורות	
10%	5%	5%	10%	
1,176	(137)	249	(193)	נגזר פיננסי
1,409	(705)	705	(1,409)	קרנות סל
2,585	(842)	954	(1,602)	סה"כ 2017

ליום 31 בדצמבר 2016				
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר				
עליות שערי ניירות ערך וסחורות	ירידת שערי ניירות ערך וסחורות	עליות שערי ניירות ערך וסחורות	ירידת שערי ניירות ערך וסחורות	
10%	5%	5%	10%	
1,736	(652)	858	(798)	נגזר פיננסי
445	(223)	223	(445)	קרן סל
2,181	(875)	1,081	(1,243)	סה"כ 2016

רווח (הפסד) מהשינוי במחיר			
גידול בשיעור ריבית השוק	קטון בשיעור ריבית השוק	גידול בשיעור ריבית השוק	קטון בשיעור ריבית השוק
2%	1%	1%	2%
(2,350)	1,175	(1,175)	2,350
(1,343)	672	(672)	1,343

השפעת השינויים על היתרות של ההשקעות לזמן

קצר

2017

2016

בהמשך לאמור בביאור 3ג7 בקשר עם מכירת כלל זכויות השותפות במאגרים כריש ותנין רשמה השותפות סכומים לקבל בסך של כ- 88.6 מיליון דולר (ליום 31 בדצמבר 2016 כ- 73.7 מיליון דולר) בגין תמלוגים מבוססי הפקה עתידית מהמאגרים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ו. סיכוני שוק (המשך):

3. סיכון מחיר (המשך):

להלן מבחני רגישות בגין שינוי במחירי הגז כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2017				
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר				
10%	5%	שווי הוגן	-5%	-10%

תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידיים

4,565	1,474	88,600	(951)	(4,597)

ליום 31 בדצמבר 2016				
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר				
10%	5%	שווי הוגן	-5%	-10%

תמורה מותנית ממכירת חזקות כריש ותנין בקשר עם תמלוגים מבוססי הפקה עתידיים

3,887	2,610	73,700	(1,659)	(3,163)

ז. סיכוני אשראי:

סיכון אשראי הוא הסיכון שצד אחד למכשירים פיננסיים יגרום להפסד פיננסי אצל הצד האחר על ידי אי עמידה בהתחייבויות. סיכון אשראי נובע בעיקר מלקוחות ומפקדונות בבנקים.

1. הלקוח העיקרי של השותפות הינו חברת החשמל לישראל בע"מ אשר היוותה כ- 54% מהמכירות בשנת 2017 (כ- 55% מהמכירות בשנת 2016). יתרות הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2017 הינה ברובה יתרה שוטפת.

השותפות מעריכה שסיכון האשראי מול חברת החשמל נמוך.

2. מחזור וגיוול יתרת לקוחות שערכם לא נפגם:

יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2017					הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017	
במחלוקת מעל 60 ימים	במחלוקת מעל 30 ימים	יתרה שוטפת	סה"כ			
-	-	15,864	15,864	263,704	חברת החשמל	
-	-	4,352	4,352	56,400	דליה	
8,824	-	25,571	34,394	181,822	לקוחות אחרים	
8,824	-	45,787	54,611	501,926	סך-הכל	

היתרות שבמחלוקת הינן עקב הפרשי תעריף ייצור חשמל ונכילות בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך ראה גם בביאור 9א1ג12 לעיל.

3. לשותפות מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות המוחזקים ברובם בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל ובחול"ל. בהתאם, השותפות אינה צופה הפסדים מסיכון אשראי בגין יתרות אלה.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ז. סיכוני אשראי (המשך):

4. השקעות לזמן קצר באגרות חוב קונצרניות:

השותפות שומרת על חשיפה נמוכה לסיכון אשראי בקשר עם השקעותיה באגרות חוב קונצרניות, על ידי השקעה באגרות חוב בדירוג ממוצע BBB- (לפי S&P) ומעלה בלבד.

5. היתרה בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים כמוצג בפסקה ד לעיל מייצגת את החשיפה המקסימלית לסיכון אשראי לתאריך הדוח על המצב הכספי.

ח. סיכון נזילות:

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות.

הנהלת השותף הכללי בוחנת תחזית תזרימי המזומנים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים לפחות כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפקדונות.

מדיניות השותפות הינה להבטיח כי המזומנים, הפקדונות המוחזקים וההשקעות לזמן קצר יספיקו תמיד לכיסוי ההתחייבויות במועד פרעון. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים שאין אפשרות לצפותם.

להלן מועדי הפרעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק השונים מערכם בספרים), בהתבסס, היכן שרלבנטי, על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריך הדוח על המצב הכספי:

2017	עד 3 חודשים	מעל 3 ועד שנה	מעל 3 חודשים			סך-הכל
			1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	
זכאים ויתרות זכות התחייבויות לתאגידים בנקאיים	96,406	-	-	-	-	96,406
לזמן ארוך	-	-	578,060	-	-	578,060
אגרות חוב	-	398,069	451,568	838,998	354,637	2,043,272
סך-הכל	96,406	398,069	1,029,628	838,998	354,637	2,717,738

2016	עד 3 חודשים	מעל 3 ועד שנה	מעל 3 חודשים			סך-הכל
			1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	
זכאים ויתרות זכות	49,457	-	-	-	-	49,457
אגרות חוב	-	93,207	570,810	937,958	927,248	2,529,223
סך-הכל	49,457	93,207	570,810	937,958	927,248	2,578,680

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ח. סיכון נזילות (המשך):

שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילות מימון:

יתרה ליום 31 בדצמבר 2017	שינויים אחרים	השפעת שינויים בעלות מופחתת	השפעת שינויים בשווי הוגן	תזרים מזומנים	יתרה ליום 1 בינואר 2017	
1,663,740	-	7,107	-	(320,000)	1,976,633	אגרות חוב
						התחייבויות לתאגידים
468,967	-	6,794	-	462,173	-	בנקאיים
60,381	741,493	-	-	(781,116)	100,004	רווחים לחלוקה שהוכרזו
126	3,957	-	126	(3,957)	-	נגזרים פיננסיים
<u>2,193,214</u>	<u>745,450</u>	<u>13,901</u>	<u>126</u>	<u>(642,900)</u>	<u>2,076,637</u>	סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאור 23 - אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:

א. לפרטים בדבר שינוי בשיעור ההחזקה בחברה כלולה וחלוקת דיבידנד, ראה ביאור 6 לעיל.

ב. לפרטים בדבר קידוח פיתוח והפקה "לויתן 3", ראה ביאור 32ג לעיל.

ג. לפרטים בדבר העברת תוכנית עבודה מעודכנת ברישיון אלון D, ראה ביאור 5ג לעיל.

ד. לפרטים בדבר הסכם למכירת עודפי גז טבעי בין שותפי ים תטיס לשותפי תמר, ראה ביאור 4ג לעיל.

ה. לפרטים בדבר בקשה מהממונה בקשר עם רישיון רועי, ראה ביאור 7ג לעיל.

ו. לפרטים בדבר הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר למצרים, ראה ביאור 12ג לעיל.

ז. לפרטים בדבר התקיימות התנאים בקשר עם הסכם NEPCO, ראה ביאור 12ג לעיל.

ח. לפרטים בדבר הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן למצרים, ראה ביאור 12ג לעיל.

ט. לפרטים בדבר הסכם למכירת גז טבעי מפרויקטים לויתן ותמר לכי"ל, ראה ביאור 12ג לעיל.

י. לפרטים בדבר הצעת מדף ראה ביאור 13 לעיל.



2017

דוחות פרפורמה
ליום 31.12.2017

ד"ר קידוחים - שותפות מוגבלת

דוחות כספיים פרופורמה ליום 31 בדצמבר 2017

באלפי דולר של ארה"ב

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים פרופורמה ליום 31 בדצמבר 2017
באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

1	דוח רואי החשבון המבקרים
2-3	דוחות פרופורמה על הרווח הכולל
4	ביאורים לדוחות הכספיים פרופורמה

דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של דלק קידוחים – שותפות מוגבלת

ביקרנו את הדוחות על הרווח הכולל פרופורמה המצורפים של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017. דוחות כספיים פרופורמה אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות ובאחריותנו היא לחוות דיעה על דוחות כספיים פרופורמה אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים פרופורמה הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים פרופורמה. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים פרופורמה בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים פרופורמה הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את תוצאות פעולתיה של השותפות פרופורמה, לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017 בהתאם למדיניות החשבונאית המפורטת בביאור 2, ולהנחות המפורטות בביאור 3, לדוחות הכספיים פרופורמה ובהתאם להוראות תקנה 9א' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

תל-אביב, 20 במרץ 2018

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוחות כספיים פרופורמה על הרווח הכולל (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר

2016			2017		
נתוני הפרופורמה	התאמות הפרופורמה	נתונים בפועל	נתוני הפרופורמה	התאמות הפרופורמה	נתונים בפועל
382,175	(159,850)	542,025	416,923	(85,003)	501,926
60,338	(24,843)	85,181	67,066	(13,190)	80,256
321,837	(135,007)	456,844	349,857	(71,813)	421,670
27,986	(11,639)	39,625	29,301	(5,887)	35,188
39,628	(16,156)	55,784	85,836	(9,062)	94,898
5,918	1	5,917	7,840	-	7,840
8,242	(1,200)	9,442	10,029	(600)	10,629
81,774	(28,994)	110,768	133,006	(15,549)	148,555
42,276	-	42,276	(5,910)	(572,452)	566,542
33,722	33,722	-	28,346	18,304	10,042
316,061	(72,291)	388,352	239,287	(610,412)	849,699
(53,487)	17,963	(71,450)	(67,098)	7,946	(75,044)
10,854	(131)	10,985	46,784	(88)	46,872
(42,633)	17,832	(60,465)	(20,314)	7,858	(28,172)
273,428	(54,459)	327,887	218,973	(602,554)	821,527
(1,019)	-	(1,019)	(4,305)	-	(4,305)
272,409	(54,459)	326,868	214,668	(602,554)	817,222
11,960	-	11,960	(3,957)	-	(3,957)
1,532	-	1,532	2,237	-	2,237
(48)	-	(48)	(1,599)	-	(1,599)
13,444	-	13,444	(3,319)	-	(3,319)
285,853	(54,459)	340,312	211,349	(602,554)	813,903
0.232	(0.046)	0.278	0.183	(0.513)	0.696
1,173,815	1,173,815	1,173,815	1,173,815	1,173,815	1,173,815

הכנסות:

ממכירת גז טבעי וקונדנסט
בניכוי תמלוגים

הוצאות ועלויות:

עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
הוצאות פחת, אצילה והפחתות
הוצאות חיפוי נפט וגז והוצאות ישירות
אחרות
הוצאות הנהלה וכלליות

סך הכל הוצאות ועלויות

הכנסות (הוצאות) אחרות, נטו
חלק השותפות ברווחי חברה כלולה, נטו

רווח תפעולי

הוצאות מימון

הכנסות מימון

הוצאות מימון, נטו

רווח לפני היטל

היטל רווחי נפט וגז

רווח נקי

**רווח (הפסד) כולל אחר בגין פריטים שיתכן
ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:**
רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרים
מזומנים

רווח בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה
העברה לרווח או הפסד בגין מימוש נכסים
פיננסיים זמינים למכירה ועסקאות גידור
תזרים מזומנים

סה"כ רווח (הפסד) כולל אחר

סה"כ רווח כולל

רווח בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות
(בדולר)

מספר יחידות השתתפות המשוקלל לצורך
החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים שנתיים פרופורמה .

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוחות כספיים פרופורמה על הרווח הכולל (באלפי דולר) (המשך)

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2015			
נתוני הפרופורמה	התאמות הפרופורמה	נתונים בפועל	
348,061	(146,142)	494,203	הכנסות:
55,492	(22,935)	78,427	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
292,569	(123,207)	415,776	בניכוי תמלוגים
30,996	(12,236)	43,232	הוצאות ועלויות:
61,942	(14,190)	76,132	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
7,066	(13)	7,079	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
8,004	(1,200)	9,204	הוצאות חיפושי נפט וגז והוצאות ישירות אחרות
108,008	(27,639)	135,647	הוצאות הנהלה וכלליות
30,922	30,922	-	סך הכל הוצאות ועלויות
215,483	(64,646)	280,129	חלק השותפות ברווחי חברה כלולה, נטו
(55,201)	18,558	(73,759)	רווח תפעולי
11,524	(10)	11,534	הוצאות מימון
(43,677)	18,548	(62,225)	הכנסות מימון
171,806	(46,098)	217,904	הוצאות מימון, נטו
512	-	512	רווח לפני היטל
172,318	(46,098)	218,416	היטל רווחי נפט וגז
			רווח נקי
			הפסד כולל אחר בגין פריטים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
(927)	-	(927)	הפסד בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה
(927)	-	(927)	סה"כ הפסד כולל אחר
171,391	(46,098)	217,489	סה"כ רווח כולל
0.147	(0.039)	0.186	רווח בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר)
1,173,815	1,173,815	1,173,815	מספר יחידות השתתפות המשוקלל לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים שנתיים פרופורמה.

20 במרץ 2018			
תאריך אישור הדוחות הכספיים	אסי ברטפלד יו"ר הדירקטוריון	יוסי אבו מנכ"ל	יוסי גבורה משנה למנכ"ל
	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
	השותף הכללי	השותף הכללי	השותף הכללי

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים פרופורמה ליום 31 בדצמבר 2017 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי:

א. אירוע הפרופורמה - מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% מהחזקות השותפות בזכויות במאגרים תמר ודלית:

ביום 2 ביולי 2017 חתמה דלק קידוחים שותפות מוגבלת (להלן: "דלק קידוחים" או "השותפות") על הסכם מכר (להלן: "הסכם המכר" או "ההסכם") עם חברת תמר פטרוליום בע"מ (להלן: "תמר פטרוליום" או "החברה") למכירת 9.25% מזכויותיה בחזקות תמר ודלית. לפרטים נוספים בקשר להסכם המכר ראה ביאור 1ג1 לדוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2017 של השותפות.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

- א. יש לעיין בדוחות הכספיים שנתיים פרופורמה של השותפות יחד עם הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31 בדצמבר 2017. עיקרי המדיניות החשבונאית, בכפוף להנחות הפרופורמה המובאות בביאור 3 להלן, אשר יושמו בדוחות הכספיים פרופורמה, הינם עקביים לאלה אשר יושמו בעריכת הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31 בדצמבר 2017 ובהתאם לאמור בתקנה 9א לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.
- ב. דוחות הפרופורמה כוללים דוחות על הרווח הכולל לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017.

ביאור 3 - הנחות פרופורמה:

א. לאור האמור בביאור 1 לעיל בדבר מכירת זכויות השתתפות בשיעור של 9.25% מהזכויות במאגרים תמר ודלית, הוצגו דוחות פרופורמה אלה על מנת לשקף את תוצאות פעולותיה של השותפות בכפוף להנחות הפרופורמה להלן.

ב. להלן הנחות הפרופורמה לדוחות הכספיים פרופורמה על הרווח הכולל:

1. השותפות ערכה את הדוחות הכספיים פרופורמה על הרווח הכולל על מנת לשקף את הזכויות המועברות כאילו הן הועברו ביום 1 בינואר, 2015.
2. הוצאות הנהלה וכלליות פרופורמה הוצגו בניכוי החלק המיוחס לממכר לפי הערכת הנהלת השותפות מתוך כלל הוצאות ההנהלה וכלליות של השותפות.
3. הוצאות המימון פרופורמה הוצגו בניכוי 20% מהוצאות המימון אשר נבעו מאגרות החוב תמר בונד אשר נפרעו בעקבות השלמת העסקה.
4. השותפות מטפלת בהשקעתה בתמר פטרוליום לפי שיטת השווי המאזני, היישום כולל הפחתת עודפי עלות שנוצרו עם השלמת הסכם המכר לו הושלם ההסכם ביום 1 בינואר 2015.



Delek Drilling



2017

פרטים נוספים
על השותפות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ד'

פרטים נוספים על השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2017

שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001

כתובת:

09-9712425

פקסימיליה:

09-9712424

טלפון:

תאריך הדוח: 20 במרץ, 2018

תאריך המאזן: 31 בדצמבר, 2017

תקנה 8: הערכת שווי

להלן פרטים בדבר הערכת שווי מהותית בנושא הרווח ממכירת זכויות השותפות בחזקות I/16 "תנני" ו-I/17 "כריש" (לפרטים נוספים ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

זיהוי נושא ההערכה:	תמורה מותנית בגין מכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנני.
עיתוי ההערכה:	נכון ליום 31.12.2017.
שווי נושא ההערכה סמוך לפני מועד ההערכה אילו כללי החשבונאות המקובלים, לרבות פחת והפחתות, לא היו מחייבים את שינוי ערכו בהתאם להערכת השווי:	לא רלוונטי
שווי נושא ההערכה שנקבע בהתאם להערכה:	סך של כ- 167.1 מיליון דולר ארה"ב, הנכלל במסגרת נכסים אחרים לזמן ארוך של השותפות.
זיהוי המעריך ואפיוניו, לרבות השכלה, ניסיון בביצוע הערכות שווי לצרכים חשבונאיים בתאגידים מדווחים ובהיקפים דומים לאלה של ההערכה המדווחת או העולים על היקפים אלה ותלות במזמין ההערכה, ולרבות התייחסות להסכמי שיפוי עם מעריך השווי:	ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי בע"מ הינה חברה בת של חברת גיזה זינגר אבן בע"מ (להלן יחד: "מעריך השווי"), אשר הינה פירמת ייעוץ פיננסי ובנקאות להשקעות מובילה בישראל. לפירמה ניסיון עשיר בליווי החברות הגדולות, ההפרטות הבולטות והעסקאות החשובות במשק הישראלי, אותו צברה במהלך שלושים שנות פעילותה. גיזה זינגר אבן פועלת בשלושה תחומים, באמצעות חטיבות עסקיות עצמאיות ובלתי תלויות: ייעוץ כלכלי; בנקאות להשקעות; מחקר אנליטי וממשל תאגידי. העבודה בוצעה על ידי צוות בראשות רו"ח איתן כהן, שותף ומנהל המחלקה הכלכלית בגיזה זינגר אבן, בעל ניסיון של למעלה מעשר שנים בתחומי הייעוץ הכלכלי והעסקי, הערכות שווי חברות ומכשירים פיננסיים. איתן הינו רואה חשבון, בעל תואר ראשון בכלכלה ומנהל עסקים מאוניברסיטת בן גוריון ותואר שני במתמטיקה פיננסית מאוניברסיטת בר אילן. למעריך השווי אין עניין אישי ו/או תלות בשותפות ו/או בדלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ, השותף הכללי בשותפות (להלן: "השותף הכללי"), למעט העובדה שקיבל שכר טרחה עבור הערכת השווי. כמו כן, מעריך השווי אישר כי שכר טרחתו אינו מותנה בתוצאות הערכת השווי.

מודל ההערכה שמעריך השווי פעל לפיו:	שיטת היוון תזרימי מזומנים צפויים תוך התאמת שיעורי ההיוון להסתברויות מימוש החלטת השקעה לפיתוח המאגרים ולסיכונים הגלומים בתזרים המזומנים.
ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות¹:	להלן ההנחות העיקריות בבסיס הערכת השווי: 1. מועדי הפקת הגז ממאגר כריש: 1.1.2022 עד 30.9.2032; 2. קצב הפקת שנתית בשנת 2022 של כ-3 BCM עולה בשנת 2024 לכ-3.5 BCM; קצב הפקת שנתית ממוצע ממאגר כריש: כ-3.4 BCM גז טבעי; קצב הפקת קונדנסט ממאגר כריש לפי יחס של כ-9.9 חביות קונדנסט לכל 1 mmcf של גז טבעי שהופק מהמאגר; 3. מועדי הפקת הגז ממאגר תנין: 1.7.2032 עד 31.12.2038; 4. קצב הפקת שנתית ממוצע ממאגר תנין: כ-3.4 BCM גז טבעי; קצב הפקת קונדנסט ממאגר תנין לפי יחס של כ-2 חביות קונדנסט לכל 1 mmcf של גז טבעי שהופק מהמאגר; 5. שיעור היוון רכיב החוב: 10%; 6. שיעור היוון רכיב התמלוגים: 12%; 7. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט: 11.5%; 8. נוסחת מחיר הגז: מחיר הבסיס בחוזים על פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנוסחה המפורטת במנגנון המחירים בין אנרגיאן לבין כ"ל ובז"ן; 9. מחיר הקונדנסט: תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה World Bank² וה- EIA³ ועל בסיס ההנחה כי מחיר הקונדנסט ייגזר ממחיר ה-Brent תוך התאמה להבדלי איכות נפט; 10. היטל רווחי נפט: לפי חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011; 11. שיעור מס חברות: 23%, בהתאם לשיעור המס הסטטוטורי לאורך שנות התחזית.

תקנה 9א:

- א. ביום 17.5.2017 התמזגה אבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת⁴ (להלן: "שותפות אבנר" או "אבנר") עם ולתוך השותפות באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של שותפות אבנר עברו As Is לשותפות (להלן: "מיזוג השותפויות"). לפרטים נוספים ראה ביאור 1ה לדוחות הכספיים.
- ב. ביום 20.7.2017, עם התקיימות כל התנאים המתלים, הושלמה עסקת מכירה, על פי

¹ יצוין, כי ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה שונות מהנתונים המופיעים בתשקיף אנרגיאן (כהגדרתו בפרק א' לדוח זה).

² A world Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook, April 2017

³ U.S Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2017

⁴ ביום 17.5.2017 חוסלה שותפות אבנר ללא פירוק ונמחקה מרישומי רשם השותפויות.

הסכם מיום 2.7.2017 אשר נחתם בין השותפות לבין תמר פטרוליום בע"מ (להלן: "תמר פטרוליום"), במסגרתה העבירה השותפות לתמר פטרוליום זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות I/12 תמר ו- I/13 דלית כנגד תמורה במזומן וכנגד הקצאת מניות של תמר פטרוליום (להלן: "הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום").
לפרטים נוספים ראה ביאורים 6 ו- 17 לדוחות כספיים.

תקנה 9ד: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון

במקביל לפרסום דוח תקופתי זה, מפרסמת השותפות דוח מיידי בדבר מצבת ההתחייבויות של השותפות, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מהדוח התקופתי.

תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2017 ולשנת 2017 בכללותה

ראו סעיף 22 לחלק הראשון בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון).

תקנה 10ג: שימוש בתמורת ניירות ערך תוך התייחסות ליעדי התמורה על פי התשקיף

על-פי תשקיף מדף (להלן: "התשקיף") מיום 25.5.2016 ועל-פי דוח הצעת מדף מיום 26.12.2016, הנפיקה השותפות אגרות חוב בהיקף של כ- 1,528,533 אלפי ש"ח⁵. ייעוד תמורת ההנפקה הינו לשמש בידי השותפות להשקעה ולמימון הפעילות בנכסי הנפט של השותפות, כמפורט בסעיף 5 להסכם השותפות ובסעיף 7 לפרק א' של דוח זה, וכן למימון יתר צרכיה השוטפים של השותפות על-פי הסכם השותפות, לפי שיקול דעתה, ובין היתר לחלוקות רווחים. עד למועד פרסום דוח זה, עשתה השותפות שימוש ב תמורת ניירות הערך שהוצעו בתשקיף, בין היתר, לצורך חלוקות רווחים והשקעות בנכסי הנפט של השותפות.

⁵ יצוין כי, הסכום האמור כולל הן אגרות חוב בהיקף של 767,847 אלפי ש"ח שהנפיקה השותפות טרם מיזוג השותפויות והן אגרות חוב בהיקף של 760,686 אלפי ש"ח שהנפיקה שותפות אבנר.

תקנה 11: רשימת ההשקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה⁶

שם החברה			סוג נייר הערך	מס' מניות	סה"כ ע.ג.	ערך המניות בדוח הכספי השותפות ליום 31.12.2017	שער המניות הרשומים למסחר בבורסה ליום 31.12.2017 (באגורות)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	יתרת הלוואות לחברות בנות כלולות נכון ליום 31.12.2017 (אלפי דולר)	עיקר תנאי ההלוואות		
										מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
תמר פטרוליום בע"מ ⁷			מניות רגילות	20,000,000	2,000,000 ש"ח	129,833	1,991	בהון 22.6%; בזכויות הצבעה 16.67	- ⁸	-	-	-
ים תטיס בע"מ			מניות רגילות	48,500	48,500 ש"ח	-	-	48.5	-	-	-	-
דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ ⁹			מניות רגילות	100	100 ש"ח	-	-	100	-	פברואר 2021	דולר	- ¹⁰
דלק אבנר (תמר בונד) בע"מ ¹¹			מניות רגילות	200	200 ש"ח	-	-	100	101,482	דצמבר 2025	דולר	- ¹²
תמר צינור 10 אינטש בע"מ ¹³			מניות רגילות	22,000	2,200 ש"ח	-	-	22	-	-	-	-

⁶ לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות, ראו סעיף 1.1.8 לפרק א' לדוח זה.

⁷ חברה ציבורית המחזיקה בשיעור של 16.75% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.1.8 (ז) לפרק א' לדוח זה. יצוין כי עד ליום 14.3.2018 החזיקה השותפות ב-40% מהזכויות ההוניות בתמר פטרוליום.

⁸ במסגרת הסכם מכר הזכויות לתמר פטרוליום, העמידה השותפות לתמר פטרוליום הלוואה בסך של 34 מיליון דולר הנושאת ריבית שנתית בשיעור של 3%, אשר נפרעה במלואה עד לסוף חודש אוקטובר 2017. (לפרטים נוספים ראו ביאור 1.17 לדוחות הכספיים).

⁹ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים. לתיאור הסכמי מימון לווייתן שנחתמו בחודש פברואר 2017 על-ידי החברה האמורה, ראו סעיף 7.20.1 (א) לפרק א' לדוח זה. כספי ההלוואה מיועדים לצורך מימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן. יתרת ההלוואה (קרן וריבית) שהועמדה לשותפות נכון ליום 31.12.2017 מסתכמת לסך של כ-485.5 מיליון דולר, הנושאת ריבית לייבור בתוספת מרווח משתנה. לפרטים נוספים ראו ביאור 1.10 לדוחות הכספיים.

¹¹ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים. לתיאור אגרות החוב שהונפקו על-ידי החברה האמורה, ראו סעיף 7.20.1 (ד) לפרק א' לדוח זה. תמורת הנפקת אגרות החוב הועמדה כהלוואה לשותפות שיתרתה (קרן וריבית) נכון ליום 31.12.2017 כ-1.28 מיליארד דולר, הנושאת ריבית בשיעור הריבית בגין אגרות החוב שהונפקו על ידה. לפרטים נוספים ראו ביאור 1.10 לדוחות הכספיים.

¹² ההלוואה הועמדה במסגרת הנפקת אגרות החוב. כספי ההלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהנפיקה החברה הבת, ונושאים ריבית בגובה הריבית המתקבלת בחברה הבת בגין פיקדונות אלו. לפרטים נוספים, ראו ביאור 1.10 לדוחות הכספיים והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון.

¹³ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט תמר. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.23.5 (ב) לפרק א' לדוח זה.

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות ולחברות כלולות נכון ליום 31.12.2017 (אלפי דולר)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומים למסחר בבורסה ליום 31.12.2017 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2017	סה"כ ע.נ.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 ש"ח	45,340	מניות רגילות	לוויתן מערכת הולכה בע"מ ¹⁴
-	-	-	-	45.34	-	-	4,534 דולר	4,534	מניות רגילות	NBL Jordan Marketing Limited ¹⁵

¹⁴ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.23.5 (יב)3 לפרק א' לדוח זה.

¹⁵ החברה הוקמה לצורך התקשרותה בהסכם אספקת הגז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן – The National Electric Power Company. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.1.8 (ו) ו- 7.11.5 (ב)1 לפרק א' לדוח זה.

תקנה 12: שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות בתקופת הדוח

לפרטים בדבר השקעה בתמר פטרוליום, ראו ביאורים 16- ו-17 בדוחות הכספיים.

תקנה 13: הכנסות של חברות בת וחברות כלולות של השותפות והכנסות מהן

נכון ליום 31.12.2017, החברות הבנות והכלולות של השותפות (להלן בסעיף זה: "החברות") לא חילקו דיבידנדים, וכן לא שילמו דמי ניהול או ריבית לשותפות, למעט כמצוין בהערות שוליים 9, 11 ו-12 לעיל. בנוסף, לא היו לחברות הבנות והכלולות רווחים או הפסדים בשנת 2017, למעט האמור להלן:

שם החברה	רווח לפני מס	רווח כולל אחר	רווח אחרי מס	דיבידנד לשותפות	דמי ניהול ואחרות	ריבית
	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר
תמר פטרוליום	98,695	88,226	88,226	¹⁶ -	-	106

¹⁶ ביום 20.3.2018 החליט דירקטוריון תמר פטרוליום על חלוקה דיבידנד בסך של כ- 32 מיליון דולר (חלק השותפות כ-7.2 מיליון דולר). מועד החלוקה כאמור הינו ביום 11.4.2018.

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה¹⁷

(א) להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו בשנת הדוח, כפי שהוכרו בדוחות הכספיים לשנת 2017, לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם כהונתם בשותף הכללי ו/או בשותפות וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם שירותים שניתנו כבעלי תפקיד בשותף הכללי ו/או בשותפות בשנת 2017 (באלפי דולר ארה"ב)¹⁸:

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי													
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	תגמולים עבור שירותים							תגמולים אחרים		
				שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	ריבית	דמי שכירות	אחר
יוסי אבו ¹⁹	מנכ"ל השותף הכללי	100%	0.05%	464.2	555.6	813.2	-	-	-	28.6	-	-	58.5
יוסי גבורה	משנה למנכ"ל	90%	-	296.3	250	(15.5)	-	-	-	23.5	-	-	37.7
יניב פרידמן	משנה למנכ"ל	100%	-	400.4	166.7	(20.7)	-	-	-	23.0	-	-	40.5
צבי קרץ'	סמנכ"ל אקספלורציה	100%	-	243.4	88.9	-	-	-	-	13.9	-	-	20.5
נדב פרי	מנהל תחום קשרי חוץ	100%	-	201.6	36.1	-	-	-	-	13	-	-	17.5

¹⁷ לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי העניין המצוינים בטבלה, ראו סעיף (ב) להלן.

¹⁸ הואיל ועלות מתן שירותי הניהול על-ידי השותף הכללי לשותפות (הכוללת, בין היתר, את עלות העסקתו של מר אבו), גבוהה מדמי הניהול ומהחזרי ההוצאות המשולמים לשותף הכללי (בהתאם להסכם השותפות כאמור בתקנה 21(7) להלן), נכללו בדוחות הכספיים של השותפות סך עלויות שירותי הניהול העולות על דמי ניהול כאמור במסגרת רישום קרן הון בגין הטבה שניתנה לשותפות על-ידי השותף הכללי ו/או בעל השליטה בשותף הכללי ובמסגרת הוצאות הנהלה וכלליות, בסך של כ-2.4 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו סעיף (ב)(2) להלן.

¹⁹ מאחר ומר אבו מועסק על-ידי השותף הכללי אשר גם נושא בעלות העסקתו, היקף המשרה המצוין בטבלה מייצג את החלק מתוך עלות השכר של נושא המשרה כפי שהוכר בדוחותיה הכספיים של השותפות.

²⁰ סכום זה אינו כולל תגמול בסך של כ-218 אלפי דולר בגין כתבי אופציות שהוענקו לו על-ידי חברת Ithaca Energy Inc (להלן: "איתקה"), חברה המוחזקת (100%) על ידי קבוצת דלק בע"מ, בגין כהונתו של מר אבו כדירקטור באיתקה. השותף הכללי בשותפות זכאי לגמול בגין כהונתו של מר אבו כדירקטור וכחבר בוועדות הדירקטוריון באיתקה בגובה 65,000 דולר קנדי לשנה. עוד יצוין כי, ביום 1.3.2018 סיים מר אבו את כהונתו כדירקטור באיתקה.

בעלי עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות														
תגמולים אחרים				תגמולים עבור שירותים						פרטי מקבל התגמולים				
סה"כ	אחר	דמי שכירות	ריבית	אחר	עמלה	דמי ייעוץ	דמי ניהול	תשלום מבוסס מניות	מענק	שכר	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	היקף משרה	תפקיד	שם
800	-	-	-	22-	-	-	80024	-	-	-	-	-	השותף הכללי	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
218.6	120	-	-	19.125	-	-	-	-	-	198.529	-	-	המפקח	פאהן קנה ושות', רואי חשבון ומיכה בלומנטל, רוי"ח, ביחד עם חברת גיסין & קידר23
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	נאמן והשותף המוגבל	דלק נאמנויות קידוחים בע"מ
222.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	222.9	-	-	-	דירקטורים חיצוניים24

²¹ לפרטים נוספים בדבר דמי ניהול המשולמים לשותף הכללי מהשותפות ראה תקנה 21(ב)(7) להלן.

²² לא כולל סך של 65 אלפי דולר קנדי בגין כהונתו של מר אבו כדירקטור באיתקה בשנת 2017.

²³ חברת גיסין & קידר החלה לשמש כמפקח השותפות החל ממועד מיזוג השותפויות.

²⁴ סכום זה אינו כולל סך של כ- 54.4 אלפי דולר אשר שולם למפקח שותפות אבנר, חברת גיסין & קידר (להלן: "מפקח אבנר"), בגין החודשים ינואר עד מאי 2017, ואשר שולם על-ידי אבנר נאמנויות בע"מ (להלן: "אבנר נאמנויות").

²⁵ סך זה הינו בגין סגירת מימון פרויקט לווייתן אשר שולם למפקח השותפות טרם מיזוג השותפויות, פאהן קנה ושות', רואי חשבון ומיכה בלומנטל, רוי"ח. סכום זה אינו כולל סך של כ- 20.7 אלפי דולר אשר שולם למפקח אבנר על-ידי אבנר נאמנויות בגין סגירת מימון פרויקט לווייתן.

²⁶ התגמול האחר אינו כולל החזר הוצאות למפקח אבנר בסך של כ- 1.3 אלפי דולר אשר שולם על-ידי אבנר נאמנויות.

²⁷ ה"ה עמוס ירון ויעקב זק מכהנים כדירקטורים חיצוניים בשותפות החל מיום 22.10.2015. מר איתן רוזנמן מכהן כדירקטור חיצוני בשותפות מיום השלמת מיזוג השותפויות, קרי, מיום 17.5.2017. יצוין כי, תקופת כהונתו של מר רוזנמן תיחשב החל ממועד מינויו כדירקטור חיצוני בשותפות אבנר, קרי, מיום 22.10.2015.

(ב) להלן פירוט אודות תנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה בשותפות ו/או בשותף הכללי:

(1) מדיניות התגמול

לעניין מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי שאומצה על-ידי השותפות לתקופה של 3 שנים, בתוקף החל מיום 5.6.2016, ראו דוח מידי של השותפות בדבר כינוס אסיפת בעלי היחידות מיום 15.4.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-049417), כפי שתוקן ביום 30.5.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-039408), וכן דוח מידי של השותפות בדבר תוצאות אסיפת בעלי היחידות מיום 5.6.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-044880), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך הפנייה (להלן: "מדיניות התגמול").

(2) יוסי אבו

החל מיום 1.4.2011, מכהן מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו") כמנכ"ל השותף הכללי על-פי הסכם העסקה מיום 11.9.2011 שהסתיים ביום 31.3.2016 (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה הראשון"). בנוסף, החל מיום 1.2.2016 ועד ליום 16.5.2017 כיהן מר אבו כמנכ"ל אבנר נפט וגז בע"מ, השותף הכללי בשותפות אבנר (להלן: "שותף כללי אבנר" או "אבנר נפט וגז"), במקביל לכהונתו כמנכ"ל השותף הכללי. החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) מועסק מר אבו כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף של משרה מלאה (100%).

תנאי כהונתו והעסקתו הנוכחיים של מר אבו מעוגנים בהסכם העסקה מחודש יוני 2016 אשר נכנס לתוקף מיום 1.4.2016 למשך תקופה בת חמש שנים (להלן: "הסכם ההעסקה השני"). הסכם ההעסקה השני אושר ביום 14.4.2016 על-ידי ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי וביום 5.6.2016 על-ידי האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות, בהתאם למדיניות התגמול האמורה בסעיף קטן (1) לעיל.

יצוין, כי עד ליום 16.5.2017 השותף הכללי והשותף הכללי בשותפות אבנר נשאו בעלות העסקתו של מר אבו בחלקים שווים ביניהם (50%-50%). החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושא השותף הכללי במלוא עלות העסקתו (100%).

על-פי הסכם ההעסקה השני, עומד שכרו החודשי של מר אבו על סך של 110 אלפי ש"ח ברוטו (100%)²⁸ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). מר אבו זכאי לתנאים הנלווים המקובלים בקרב מנהלים במשק ובכלל זה: הפרשות לקרן פנסיה ו/או לביטוח מנהלים; הפרשות לקרן השתלמות; ביטוח אובדן כושר עבודה; רכב (דרגה 7); נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב); השתתפות בהשתלמות מקצועית; חופשה שנתית; דמי הבראה; דמי מחלה על-פי דין; ביטוח בריאות; החזר הוצאות אש"ל מהשותף הכללי במסגרת ולצורך מילוי תפקידו בשותף הכללי, לרבות בגין הוצאות נסיעה מחוץ לישראל, הכל בהתאם למדיניות השותף הכללי. מר אבו זכאי לבונוס שנתי בכל שנה קלנדרית במהלך תקופת הסכם ההעסקה השני ובונוס מיוחד חד פעמי,

בהתאם למדיניות התגמול. במקרה של סיום העסקתו, יהא זכאי מר אבו למענק הסתגלות ולמענק פרישה, בהתאם למדיניות התגמול. כמו כן, השותף הכללי העניק למר אבו 2,959,860 יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (כפוף להתאמות כמפורט בהסכם ההעסקה השני) (להלן: **"יחידות הפאנטום"**).²⁹ יחידות הפאנטום תבשלנה בחמש מנות כאשר המנות הראשונה והשנייה הבשילו ביום 1.9.2017 והמנות השלישית, הרביעית והחמישית יבשילו בימים 1.9.2018, 1.9.2019 ו-1.9.2020, בהתאמה (להלן: **"החבילה הכוללת"**). כל אחת מהמנות הכוללות בחבילה הכוללת ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לתום 90 יום לאחר סיום העסקתו של מר אבו על-פי הסכם ההעסקה השני (קרי: 30.6.2021). מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי השותף הכללי (להלן בסעיף זה: **"אופציות דלק"**) עומד על 11.33 ש"ח למנה הראשונה; מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי השותף הכללי בשותפות אבנר (להלן בסעיף זה: **"אופציות אבנר"**) עומד על 10.55 ש"ח למנה הראשונה (בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה השני), והכל בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה הראשונה.

על-פי הערכת שווי שקיבל השותף הכללי, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ליום 31.12.2017 הסתכם לסך של כ-6,851.6 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2017 – 9.54 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואמים לחלוקת רווחים ומקדמות מס) חושב לפי 7.9 ש"ח (אופציות דלק)/8.28 ש"ח (אופציות אבנר) ש"ח למנה הראשונה, 8.46 ש"ח (אופציות דלק)/8.86 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השנייה, 9.06 ש"ח (אופציות דלק)/9.5 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השלישית, 9.68 ש"ח (אופציות דלק)/10.12 ש"ח (אופציות אבנר) למנה הרביעית ו-10.34 ש"ח (אופציות דלק)/10.81 ש"ח (אופציות אבנר) למנה החמישית; (3) סטיית תקן בשיעור של 32.58%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-0.39%; (5) אורך חיים חוזי של כ-3.5 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממנימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכוללה במנה הממומשת במועד ההענקה.

כמו כן, ביום 5.1.2016 הוענקו למר אבו על-ידי איתקה 200,000 אופציות בשווי של 0.55 דולר קנדי ליחידת אופציה אחת. נכון למועד הדוח, מימש מר אבו את האופציות הנ"ל בתמורה לסך של כ-218 אלפי דולר ארה"ב. בשנת 2017 קיבל מר אבו מענק שנתי בסך של 1,950 אלפי ש"ח בגין שנת

²⁹ יצוין כי, במקביל להענקת 1,506,025 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, הוענקו למר אבו 7,734,410 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות אבנר (להלן בהערת שוליים זו: **"יחידות הפאנטום באבנר"**). עם השלמת מיזוג השותפויות, הוחלפו יחידות הפאנטום באבנר ביחידות פאנטום נוספות בשותפות בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה השני, כך שנכון למועד דוח זה, למר אבו 2,959,860 יחידות פאנטום בשותפות.

2016 וכן מענק שימור חד פעמי בסך של 50 אלפי ש"ח.

המענק השנתי הוענק למר אבו בהתבסס על הרכיבים הבאים:

(א) רכיב התלוי במבחנים הכמותיים שלהלן (80%): (1) שינוי ברווח שנתי מתואם³⁰ (40%): המענק בגין השינוי ברווח הנקי המתואם³¹ משולם בצורה לינארית בשל שינוי בשיעור של 90%-120%, כאשר התנאי הסף לעמידה במדד זה הינו שהרווח הנקי המתואם בשנה בגינה ניתן הבונוס לא יפחת מ-50 מיליוני דולר ארה"ב. בשנת 2016 השינוי ברווח הנקי המתואם עמד מעל הטווח שנקבע ועל כן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ-780 אלפי ש"ח; (2) גיוס הון או גיוס חוב על ידי השותפות (במישרין או בעקיפין), כאשר חלקה בגיוס כאמור לא יפחת מ-200 מיליון דולר או חתימה של השותפות ביחד עם שותפיה (ככל שיהיו) על הסכמים מחייבים למכירת גז טבעי בהיקף העולה על BCM 25 או חתימה על הסכמי ייצוא, והכל במהלך השנה בגינה ישולם הבונוס (40%). בשנת 2016 עמד מר אבו במדד המפורט בסעיף קטן (2) לעיל ועל כן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ-780 אלפי ש"ח.

(ב) רכיב שיקול דעת הדירקטוריון (20%): סך של כ-390 אלפי ש"ח. לפרטים נוספים אודות הסכם ההעסקה השני ותנאיו, ראו דוח מידי של השותפות בדבר כינוס אסיפת בעלי היחידות מיום 15.4.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-049417), כפי שתוקן ביום 30.5.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-039408), וכן דוח מידי של השותפות בדבר תוצאות אסיפת בעלי היחידות מיום 5.6.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-044880), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך הפנייה.

יצוין כי, במסגרת הסכם ההעסקה הראשון אושר מתן ערבות לרכישת יחידות השתתפות של השותפות בסכום של 12 מיליון ש"ח אשר הועמדה לטובת תאגיד בנקאי להבטחת פירעון הלוואה שנלקחה על-ידי מר אבו בתנאי Non recourse. בחודש ינואר 2017 נפרעה על-ידי מר אבו מחצית מההלוואה האמורה, ויתרת ההלוואה נפרעה במלואה בחודש ספטמבר 2017³². במועד הפירעון כאמור (ספטמבר 2017) רכשה דלק אנרגיה ממר אבו, בעסקה מחוץ לבורסה, 511,954 יחידות השתתפות של השותפות, בסכום כולל של כ-5.7 מיליון ש"ח, באופן שכל תמורת המימוש שהתקבלה בידי מר אבו שימשה לפירעון ההלוואה ויתרת ההלוואה נפרעה על ידי דלק אנרגיה. ביום 19.2.2018 דיווחה השותפות כי מר אבו מסר לשותפות שדירקטוריון דלק אנרגיה, בעלת השליטה בשותפות, אישר את מינויו של מר אבו כמנכ"ל דלק אנרגיה, בכפוף לקבלת כל האישורים הנדרשים על פי דין, זאת בנוסף לתפקידו כמנכ"ל השותף הכללי, ובאופן שעיסוקו העיקרי ימשיך להיות מנכ"ל השותף הכללי (מס' אסמכתא: 2018-01-013761).

בהמשך לאמור לעיל, הגיע מר אבו להסכמה עם השותף הכללי ודלק אנרגיה,

³⁰ השיעור שיתקבל מחלוקת הרווח הנקי המתואם (שמשמעותו להלן) בשנה בגינה ישולם הבונוס, בממוצע הרווח הנקי המתואם של השותפות בשלוש השנים שקדמו לשנה בגינה ישולם הבונוס (להלן: "שינוי הרווח הנקי המתואם").

³¹ לעניין זה, "רווח נקי מתואם" - משמעו, הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות בשותפות בשנה בגינה ניתן הבונוס, מבלי להתחשב בהוצאות בגין קידוחי אקספלורציה כפי שיופיעו בדוח על הרווח הכולל של השותפות בגין אותה שנה.

³² בהתאם להסכם ההעסקה הראשון, בהעמדת הערבות נשאה דלק אנרגיה.

לפיה ימשיך לכהן בתפקידו הנוכחי כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף משרה של כ-80% (במקום 100%), וכן יכהן במקביל לכך כמנכ"ל דלק אנרגיה בהיקף משרה של 20%, בכפוף לקבלת כל האישורים הנדרשים לכך בשותפות ובדלק אנרגיה. מר אבו יעדכן את ועדת הביקורת והדירקטוריון בכל עניין בו יתעורר חשש מיצירת ניגוד עניינים בין כהונתו כמנכ"ל השותף הכללי לבין כהונתו כמנכ"ל דלק אנרגיה, ויפעל בהתאם להוראותיהם באותו העניין הצדדים הסכימו כי השותף הכללי ימשיך לשאת במלוא שכרו של מר אבו (100% משרה), ותיערך התחשבות בין השותף הכללי לבין דלק אנרגיה בגין נשיאת חלקה של דלק אנרגיה (20%) בעלות שכרו הכוללת של מר אבו, לרבות כל מרכיבי התגמול להם הוא זכאי על פי תנאי ההעסקה הנוכחיים על-פי הסכם ההעסקה השני. בנוסף, בגין כהונתו כדירקטור בחברות מוחזקות על-ידי השותפות או דלק אנרגיה, יהא זכאי מר אבו לגמול כמקובל.

למעט השינויים המפורטים לעיל, לא יחולו שינויים אחרים כלשהם בתנאי ההעסקה הנוכחיים של מר אבו כמנכ"ל השותף הכללי בהתאם להסכם ההעסקה השני, ולא יחול שינוי בשכר וביתר מרכיבי התגמול שמר אבו יהיה זכאי להם על-פי תנאי ההעסקה הנוכחיים ועל-פי הסכם ההעסקה השני. השינויים בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו ייכנסו לתוקף לאחר קבלת כל האישורים הנדרשים על-פי דין בשותפות ובדלק אנרגיה.

בימים 7.3.2018 ו- 20.3.2018 אישרה ועדת התגמול ובימים 12.3.2018 ו- 20.3.2018 אישר דירקטוריון השותף הכללי, בכפוף לאישור האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות, את השינויים האמורים בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו. בכוונת השותפות לזמן אסיפה כללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות אשר על סדר יומה, בין היתר, אישור השינויים המפורטים לעיל בתנאי הכהונה וההעסקה של מר אבו.

(3) יוסי גבורה

מר יוסי גבורה (להלן: "**מר גבורה**") כיהן כמשנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות ובשותפות אבנר (השותפות ושותפות אבנר ייקראו להלן יחד: "**השותפויות**") ובשותפים הכלליים בשותפויות, בהיקף של משרה מלאה, החל מיום 19.7.2012 ועד ליום 16.5.2017. החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) הועסק מר גבורה כמשנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות (בהיקף של 90% משרה) ובשותף הכללי (בהיקף של 10% משרה). החל מיום 1.8.2017 מכהן מר גבורה כמשנה למנכ"ל בשותפות (בהיקף של 90% משרה) ובשותף הכללי (בהיקף של 10% משרה).

עד ליום 16.5.2017 נשאו השותפות (45%), שותפות אבנר (45%), השותף הכללי (5%) והשותף הכללי בשותפות אבנר (5%) בעלות העסקתו. החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושאות השותפות (90%) והשותף הכללי (10%) בעלות העסקתו (להלן בסעיף זה: "**המעסיק**").³³

מר גבורה מועסק כאמור לעיל על-פי הסכם העסקה בתוקף מיום 1.1.2016

³³ יצוין כי עד ליום 16.5.2017 השותפות, שותפות אבנר, השותף הכללי והשותף הכללי בשותפות אבנר נחשבו למעסיק של מר גבורה. החל מיום 17.5.2017 המעסיק הינו השותפות והשותף הכללי.

(להלן בסעיף זה: **"הסכם ההעסקה"**). הסכם ההעסקה אושר ביום 13.7.2016 על-ידי ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, בהתאם למדיניות התגמול האמורה בסעיף קטן (1) לעיל.³⁴

על-פי הסכם ההעסקה, תנאי כהונתו והעסקתו של מר גבורה הינם כדלקמן: שכרו החודשי של מר גבורה עומד על סך של 80 אלפי ש"ח ברוטו³⁵ (השכר מתעדכן מידי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם להסכם ההעסקה, זכאי מר גבורה לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, הפרשות מלאות לתכנית פנסיונית, חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. בנוסף, המעסיק מעמיד לרשותו של מר גבורה רכב כמקובל במעמדו בשותפות ובשותף הכללי ונושא בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי המעסיק. כן, זכאי מר גבורה לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, שיפוי ופטור לנושאי משרה, החזקת קו טלפון ביתי ומכשיר טלפון סלולארי ונשיאה בעלויות השימוש הסביר בגינם, מנוי לעיתון יומי לפי בחירתו של מר גבורה, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו, החזר הוצאות אש"ל בהתאם לנוהלי המעסיק כפי שיהיו מעת לעת, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, בדיקות סקר רפואי וביטוח בריאות פרטי על חשבון המעסיק. המעסיק יהא רשאי להעניק למר גבורה מידי שנה בונוס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי המעסיק לפחות 3 חודשים באותה שנה וכן בונוס מיוחד חד פעמי ומענק חתימה/שימור, והכל בהתאם למדיניות התגמול. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים.

בנוסף לאמור, הוקצו למר גבורה 727,398 יחידות פאנטום, שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, אשר בעלותן נושאים השותפות והשותף הכללי (להלן בסעיף זה: **"יחידות הפאנטום"**).³⁶ יחידות הפאנטום תבשלנה בשלוש מנות שוות, כאשר המנה הראשונה תבשיל בתום שנתיים מיום 13.7.2016 והמנות השנייה והשלישית תבשלנה בתום 3 שנים מיום 13.7.2016 (להלן בסעיף זה: **"החבילה הכוללת"**). כל אחת מן המנות ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לתום 90 יום לאחר תום תקופת ההבשלה של המנה השלישית, קרי ביום 10.10.2019, בכפוף להתאמות. מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי השותפות והשותף הכללי (להלן בסעיף זה: **"אופציות דלק"**) עמד על 14.15 ש"ח; מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי שותפות אבנר והשותף הכללי בה (להלן בסעיף זה: **"אופציות אבנר"**) עמד על 12.66 ש"ח למנה הראשונה (בהתאם למנגנון

³⁴ יצוין, כי טרם מיזוג השותפויות ובמקביל לאישור תנאי כהונתו והעסקתו של מר גבורה בוועדת התגמול ובדירקטוריון השותף הכללי בשותפות אושרו תנאי כהונתו והעסקתו בוועדת התגמול ובדירקטוריון השותף הכללי בשותפות אבנר. נכון ליום 31.12.2017.

³⁵ יצוין כי, במקביל להענקת 361,272 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, הוענקו למר גבורה 1,947,798 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות אבנר (להלן בהערת שוליים זו: **"יחידות הפאנטום באבנר"**). עם השלמת מיזוג השותפויות, הוחלפו יחידות הפאנטום באבנר ביחידות פאנטום נוספות בשותפות, בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה, כך שכןן למועד דוח זה, למר גבורה 727,398 יחידות פאנטום בשותפות.

ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה) בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה.

על-פי הערכת שווי שקיבל המעסיק, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום הנ"ל ליום 31.12.2017, הסתכם לסך של כ-558.9 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2017 – 9.54 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מותאם לחלוקת רווחים) חושב לפי 10.72 ש"ח (אופציות דלק)/ 10.39 ש"ח (אופציות אבנר) למנה הראשונה, 11.43 ש"ח (אופציות דלק)/ 11.08 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השנייה, ו- 12.17 ש"ח (אופציות דלק)/ 11.82 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השלישית; (3) שיעור סטיית תקן – 26.52%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-0.14%; (5) אורך חיים חוזי של כ-1.78 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון – 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר גבורה ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכלולה במנה הממומשת במועד ההעסקה.

בשנת 2017 קיבל מר גבורה מענק שנתי בסך של 1,000 אלפי ש"ח בגין שנת 2016.

(4) יניב פרידמן

מר יניב פרידמן (להלן: "**מר פרידמן**") כיהן כמשנה למנכ"ל בשותפויות בהיקף של משרה מלאה החל מיום 1.11.2015 ועד ליום 16.5.2017. החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) מועסק מר פרידמן כמשנה למנכ"ל בשותפות במשרה מלאה.

מר פרידמן מועסק כאמור לעיל על-פי הסכם העסקה בתוקף מיום 1.11.2015 (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"). הסכם ההעסקה אושר ביום 13.7.2016 על-ידי ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, בהתאם למדיניות התגמול האמורה בסעיף קטן (1) לעיל.³⁷ על-פי הסכם ההעסקה, תנאי כהונתו והעסקתו של מר פרידמן הינם כדלקמן:

שכרו החודשי של מר פרידמן עומד על סך של כ-80 אלפי ש"ח ברוטו³⁸ (השכר מתעדכן מידי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם להסכם ההעסקה, זכאי מר פרידמן לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, הפרשות מלאות לתכנית פנסיונית, חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. בנוסף, מעמידה השותפות לרשותו של מר פרידמן רכב כמקובל במעמדו בשותפות ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן, זכאי מר פרידמן לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח, שיפוי ופטור לנושאי משרה, החזקת קו טלפון ביתי ומכשיר טלפון סלולארי ונשיאה בעלויות השימוש הסביר בגינם, מנוי לעיתון יומי לפי בחירתו של מר פרידמן, החזר

³⁷ טרם מיזוג השותפויות ובמקביל לאישור תנאי כהונתו והעסקתו של מר פרידמן בשותפות אושרו תנאי כהונתו והעסקתו בשותפות אבנר.
³⁸ נכון ליום 31.12.2017.

הוצאות לצורך מילוי תפקידו, החזר הוצאות אש"ל בהתאם לנוהלי השותפות כפי שיהיו מעת לעת, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, בדיקות סקר רפואי וביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות. השותפות תהיה רשאית להעניק למר פרידמן מידי שנה בונס שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בתנאי שיועסק על-ידי השותפות לפחות 3 חודשים באותה שנה וכן בונס מיוחד חד פעמי ומענק חתימה/שימור, והכל בהתאם למדיניות התגמול. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. עד ליום 16.5.2017 נשאו השותפות ושותפות אבנר בעלות העסקתו של מר פרידמן בחלקים שווים ביניהן (-50% 50%). החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%).

בנוסף לאמור, הוקצו למר פרידמן 872,880 יחידות פאנטום, שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, אשר בעלותן נושאת השותפות (להלן בסעיף זה: **"יחידות הפאנטום"**).³⁹ מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי השותפות והשותף הכללי עמד על 14.15 ש"ח; מחיר המימוש של יחידות הפאנטום שהונפקו על ידי שותפות אבנר והשותף הכללי בה עמד על 12.66 ש"ח למנה הראשונה (בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה) בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה.

יחידות הפאנטום תבשלנה בשלוש מנות שוות, כאשר המנה הראשונה תבשיל בתום שנתיים מיום 13.7.2016 והמנות השנייה והשלישית תבשלנה בתום 3 שנים מיום 13.7.2016 (להלן בסעיף זה: **"החבילה הכוללת"**). כל אחת מן המנות ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לתום 90 יום לאחר תום תקופת ההבשלה של המנה השלישית, קרי ביום 10.10.2019, בכפוף להתאמות. מחיר המימוש של יחידות הפאנטום עמד על 14.15 ש"ח למנה הראשונה בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה. על-פי הערכת שווי שקיבלה השותפות, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ליום 31.12.2017, אשר הוענקו למר פרידמן על-פי הסכם ההעסקה, הסתכם לסך של כ-670.7 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות שפורטו כאמור בתנאי העסקה של מר גבורה.

בשנת 2017 קיבל מר פרידמן מענק שנתי בסך של 600 אלפי ש"ח בגין שנת 2016.

(5) צבי קרץ'

החל מיום 12.8.2014 ועד ליום 16.5.2017 כיהן מר צבי קרץ' (להלן: **"מר קרץ'"**) כסמנכ"ל אקספלורציה בשותפויות (לפני כן הועסק כגיאולוג ראשי מחודש ספטמבר 2011). החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) מועסק מר קרץ' כסמנכ"ל אקספלורציה בשותפות במשרה

³⁹ יצוין כי, במקביל להענקת 433,527 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, הוענקו למר פרידמן 2,337,360 יחידות פאנטום שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות אבנר (להלן בהערת שוליים זו: **"יחידות הפאנטום באבנר"**). עם השלמת מיזוג השותפויות, הוחלפו יחידות הפאנטום באבנר ביחידות פאנטום נוספות בשותפות, בהתאם למנגנון ההתאמה הקבוע בהסכם ההעסקה, כך שנכון למועד דוח זה, למר פרידמן 872,880 יחידות פאנטום בשותפות.

מלאה.

שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של 63 אלפי ש"ח ברוטו⁴⁰, המתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן. בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), מר קרץ' זכאי לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר קרץ' רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאי מר קרץ' לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה, החזקת טלפון סלולארי, תשלום הוצאות בגין השימוש הסביר בטלפון בביתו, מנוי לעיתון יומי, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות והתניית אי תחרות לתקופה בת 6 חודשים. עד ליום 16.5.2017 נשאו השותפויות בעלות העסקתו של מר קרץ' בחלקים שווים ביניהן (50%-50%). החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%).

בנוסף לאמור, בחודש מרץ 2018 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי הענקת יחידות אופציות למר קרץ' כ- 174,064 יחידות פאנטום, שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, אשר בעלותן נושאת השותפות (להלן בסעיף זה: "**יחידות הפאנטום**"). יחידות הפאנטום תבשלה בשלוש מנות שוות, כאשר המנה הראשונה תבשיל בתום שנתיים מיום 12.3.2018 והמנה השנייה והמנה השלישית – בתום 3 שנים מיום 12.3.2018. להלן בסעיף זה: "**החבילה הכוללת**". המנה הראשונה תהיה ניתנת למימוש במהלך תקופה שתחילתה במועד ההבשלה, כאמור, וסיומה שנה אחת לאחר תום תקופת ההבשלה של מנה זו, והמנה השנייה והמנה השלישית תהיינה ניתנות למימוש במהלך תקופה שתחילתה במועד ההבשלה של כל מנה וסיומה שנה אחת לאחר תום תקופת ההבשלה של כל מנה, בכפוף להתאמות. מחיר המימוש של יחידות הפאנטום עומד על 11.75 ש"ח למנה הראשונה בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה, בכפוף להתאמות. על-פי הערכת שווי שקיבלה השותפות, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ליום 12.3.2018 (מועד הענקת יחידות הפאנטום), אשר הוענקו למר קרץ', הסתכם לסך של כ-403.2 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 11.12.2017 – 11.49 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה חושב לפי 11.75 ש"ח למנה הראשונה, 12.34 ש"ח למנה השנייה, ו- 12.95

⁴⁰ נכון ליום 31.12.2017. בחודש מרץ 2018 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי עדכון שכרו של מר קרץ' החל מיום 1.1.2018 לסך של 69,300 ש"ח ברוטו. כן אושר למר קרץ' מענק שימור חד פעמי בסך של 207,900 ₪. מענק השימור ישולם ב-3 פעימות, כדלקמן: משכורת חודשית אחת תשולם יחד עם שכר חודש מרץ 2018; משכורת חודשית אחת תשולם יחד עם משכורת חודש ינואר 2019 בתנאי שיועסק בשותפות ביום 31.12.2018; משכורת חודשית אחת תשולם יחד עם משכורת חודש ינואר 2020 בתנאי שיועסק בשותפות ביום 31.12.2019.

ש"יח למנה השלישית; (3) שיעור סטיית תקן – 34.8% למנה הראשונה; 33.4% למנה השנייה והשלישית; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-למנה הראשונה 0.48% ולמנה השנייה והשלישית 0.75%; (5) אורך חיים חוזי למנה הראשונה 3 שנים ולמנה השנייה והשלישית של 4 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר קרץ ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכלולה במנה הממומשת במועד ההענקה.

בשנת 2017 קיבל מר קרץ' מהשותפות מענק שנתי בסך של 320 אלפי ש"ח בגין שנת 2016.

(6) נדב פרי

החל מיום 14.6.2015 ועד ליום 16.5.2017 כיהן מר נדב פרי (להלן: "מר פרי") כמנהל תחום קשרי חוץ בשותפויות. החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) מועסק מר פרי כמנהל תחום קשרי חוץ בשותפות במשרה מלאה.

שכרו החודשי של מר פרי הינו בסך של כ- 52 אלפי ש"ח ברוטו⁴¹. בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), זכאי מר פרי לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותו של מר פרי רכב כמקובל למעמדו ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. כן זכאי מר פרי לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה, החזקת טלפון סלולארי, ותשלום החזר הוצאות אש"ל בעת שהייה בחו"ל מטעם השותפות. הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם ההעסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, מכיל הסכם ההעסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות והתניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. עד ליום 16.5.2017 נשאו השותפות ושותפות אבנר בעלות העסקתו של מר פרי בחלקים שווים ביניהן (50%-50%). החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות) נושאת השותפות במלוא עלות העסקתו (100%).

בשנת 2017 קיבל מר פרי מהשותפות מענק שנתי בסך של כ- 130 אלפי ש"ח בגין שנת 2016. בנוסף, בשנת 2017 נשאה השותפות בעלות לימודי תואר שני של מר פרי בסך של כ- 47 אלפי ש"ח.

(7) השותף הכללי

השותף הכללי זכאי, על-פי הסכם השותפות, ל-0.01% מהכנסות השותפות ונושא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות וכן בהוצאות וההפסדים של השותפות אשר עקב ההגבלה על אחריות השותף המוגבל לחיובים של השותפות, לא נושא בהם השותף המוגבל. השותף הכללי זכאי על-פי הסכם השותפות לדמי ניהול שוטפים בסכום

בשקלים השווה ל-40,000 דולר ארה"ב לחודש⁴². בנוסף, החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות), השותף הכללי זכאי על-פי הסכם השותפות לדמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות בגין פעולות חיפוי נפט על בסיס רבעוני ולא פחות מסכום כולל של 120,000 דולר ארה"ב לרבעון.

כן זכאי השותף הכללי להחזר כל ההוצאות הישירות הכרוכות בניהול השותפות ואשר יוצאו על-ידי השותף הכללי. מלבד אם יתקבל אישור המפקח להוצאות מסוגים נוספים, תכלולנה ההוצאות האמורות רק את ההוצאות הבאות:

שכר רואי חשבון, יעוץ משפטי, יעוץ גיאולוגי, יעוץ השקעות, יעוץ גיאופיזי והנדסת מאגרים, יעוץ הנדסי, יעוץ כלכלי (פיננסי), יעוץ ביטוחי, יעוץ אסטרטגי ותקשורתי, יעוץ לקשרי משקיעים, יעוץ רגולטורי, יעוץ שיווקי וכן החזר הוצאות בקשר עם פעילות שיווק ומימון והוצאות בגין הכנת דוחות כספיים לעסקאות המשותפות, הוצאות הכנת דוחות כספיים ודוחות על-פי חוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968 והוצאות הכנת אישורים לצורך מס, תשלומים שיש לשלם לרשות ניירות ערך, לבורסה, לרשם החברות ולרשם השותפויות.

על אף האמור לעיל, רשאית השותפות להעסיק במישרין עובדים ו/או נושאי משרה אשר יתנו לשותפות שירותים מסוג השירותים אשר בגינם זכאי השותף הכללי להחזר הוצאות כאמור לעיל ובמקרה כאמור תישא השותפות במלוא עלות שכרם והשותף הכללי לא יהא זכאי להחזר הוצאות בגין שירותים אלו.

המפקח (8)

ביום 22.12.2016 אישרה אסיפת בעלי היחידות כי שכרו של המפקח יתוקן בהתאם למפורט להלן, וזאת החל מיום 17.5.2017 (מועד השלמת מיזוג השותפויות):

א. המפקח זכאי לקבל מאת הנאמן, מתוך נכסי הנאמנות שכר בסך של כ-80⁴³ אלפי ש"ח לחודש (בתוספת מע"מ) (חלף שכר של כ-29.4⁴⁴ אלפי ש"ח לחודש (בתוספת מע"מ ומדד), שהיה קבוע בהסכם הנאמנות טרם השלמת מיזוג השותפויות). השכר החודשי יעודכן מדי שלושה חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן ביחס לשיעור המדד לחודש מאי 2017.

ב. למרות האמור לעיל, במקרה של פרסום תשקיף (לרבות תשקיף מדף) יהיה המפקח זכאי לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים השווה ל-40,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ, אם יחול) ללא תלות בשעות העבודה בפועל (להלן

⁴² יצוין, כי דמי הניהול משולמים עבור ניהול השותפות ובכלל זה בגין שירותי הדירקטורים של השותף הכללי (שאינם דח"צים), מנכ"ל השותף הכללי, שירותי חשבונות, שירותי מזכירות ודמי שכירות של משרדי השותפות. משרדי השותפות שוכנים בבניין שהינו בבעלות קבוצת דלק, בעלת השליטה בשותפות. הואיל ועלות מתן שירותי הניהול על-ידי השותף הכללי לשותפות, גבוהה מדמי הניהול ומהחזרי ההוצאות המשולמים לשותף הכללי כאמור לעיל, נכללו בדוחות הכספיים של השותפות, סך העלויות העולות על דמי ניהול, בקרן הון, שהסתכמה בסך של כ-2.4 מיליון דולר.

⁴³ נכון ליום 31.12.2017.

⁴⁴ נכון ליום 16.5.2017 טרם מיזוג השותפויות.

בסעיף זה: **"השכר הנוסף"** (חלף שכר של 20,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ, אם יחול) שהיה קבוע בהסכם הנאמנות טרם השלמת מיזוג השותפויות). יובהר כי במקרה בו מדובר בתשקיף מדף השכר הנוסף כולל גם שכר בגין כל העבודות שידרשו מהמפקח לאחר פרסום תשקיף מדף, בקשר עם תשקיף מדף בגינו קיבל המפקח את השכר הנוסף, ככל שאלו ידרשו, ובכללן דוחות מדף שיפורסמו על-פי תשקיף מדף ו/או כל הנפקה שתבוצע על-פי תשקיף מדף ו/או כל גיוס שיבוצע על-פי תשקיף מדף (**"עבודות לאחר פרסום תשקיף המדף"**). לאחר שישולם למפקח השכר הנוסף, לא יהיה זכאי המפקח לכל תשלום נוסף בעבור עבודתו בקשר עם פרסום תשקיף כאמור בגינו שולם למפקח השכר הנוסף וכן בקשר עם עבודתו לאחר פרסום תשקיף המדף כאמור.

ג. כמו כן, זכאי המפקח לתשלום השווה בשקלים ל-40,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ), ללא תלות בשעות עבודה בפועל בגין עבודתו, ככל שזו תידרש, בקשר עם סגירת הסכמי מימון שבוצעו כנגד שעבוד נכס נפט של השותפות (חלף שכר של 20,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) שהיה קבוע בהסכם הנאמנות טרם השלמת מיזוג השותפויות)⁴⁵.

בנוסף, זכאי המפקח להחזר הוצאות נוספות, בכפוף לאישור אסיפה כללית של בעלי היחידות או שההוצאות הינן במסגרת סכום ומסוגים שאושרו לכך על-ידי אסיפה כללית כאמור. יצוין, כי ביום 22.12.2016 אישרה אסיפת בעלי היחידות, מבלי לגרוע מהוראות הסכם השותפות והסכם הנאמנות, כי סוגי ההוצאות בגינן יהיה המפקח זכאי להחזר הוצאות מתוך נכסי הנאמנות יכללו הוצאות נסיעה לישיבות האורגניים של השותפות, לישיבות עם הנהלת השותף הכללי ולישיבות עם נציגי השותף הכללי מול רגולטורים שונים, שליחויות, והוצאות חנייה בגין כל אלה וכי סכום החזר ההוצאות כאמור לא יעלה על סך של 1,000 ש"ח (בתוספת מע"מ) לחודש, והכל בהתאם לדוח הוצאות מפורט שימסור המפקח לחשב השותפות, והכל בתוקף מיום 22.10.2015. בנוסף, ובקשר עם הליך מיזוג השותפויות, אישרה אסיפת בעלי היחידות במועד זה, כדלקמן: (1) שכר למפקח בגין עבודתו הכרוכה באישור מיזוג השותפויות בסך של 3,000 ש"ח (בתוספת מע"מ) עבור השתתפותו של המפקח בכל ישיבה מישיבות הוועדה הבלתי תלויה, וזאת בתוקף ממועד מינוי הוועדה הבלתי תלויה, ובלבד שתקבע תקרה לפיה סך התשלום למפקח עבור ליווי ועדת המיזוג לא יעלה על סכום כולל השווה ל-30,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ); (2) תשלום החזר הוצאות למפקח בגין ייעוץ משפטי בקשר עם הליך מיזוג השותפויות בסך של 7,500 דולר ארה"ב, כנגד המצאת חשבונית מס.

יצוין כי, ביום 20.3.2018 אישרה האסיפה כללית של בעלי את תשלומי החזר הוצאות, כדלקמן: (1) סכום כולל של כ-399 אלפי ש"ח בתוספת מע"מ בגין

⁴⁵ המפקח זכאי בשנת 2017 לשכר כאמור בגין עבודתו בקשר עם סגירת הסכמי מימון לווייתן.

ההליך משפטי בקשר עם סוגית מיסוי רווחי השותפות; (2) סכום שלא יעלה על 150 אלפי ש"ח בתוספת מע"מ לתקופה בת שנה בגין המשך טיפול של המפקח בערעור על תוצאות הליך משפטי שהוגש על-ידי השותף הכללי בנוגע לסוגיית המס; (3) סכום שלא יעלה על 150 אלפי ש"ח בתוספת מע"מ בגין קבלת ייעוץ ממומחה לבחינת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר. לפרטים נוספים ראו דוח מידי (מתקן) של השותפות מיום 11.3.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-019071), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה.

(9) הנאמן

הנאמן זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות שכר השווה ל- 1,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לכל שנה שבה הוא משמש כנאמן על-פי הסכם הנאמנות (או חלק יחסי מסכום זה בגין חלק משנה). סכום זה ישולם לנאמן ביום האחרון של השנה שבגינה הוא משולם. כמו כן, זכאי הנאמן לקבל תשלומי הוצאות שהותרו במפורש בהסכם הנאמנות או שאושרו מראש ובכתב על-ידי המפקח.

(10) דירקטורים חיצוניים

ביום 22.10.2015 החליטה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות כי ה"ה עמוס ירון ויעקב זק, אשר מונו ביום זה לדירקטורים חיצוניים על-ידי אסיפה כאמור, יהיו זכאים לגמול שנתי וגמול השתתפות, בהתאם לסכומים הקבועים המופיעים בתוספת השנייה והשלישית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000, כפי שיהיו מעת לעת ובהתאם לדרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת. בהמשך להחלטת האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות מיום 22.12.2016 למינוי מר איתן רוזנמן כדירקטור חיצוני, נקבע כי מר רוזנמן יהיה זכאי לגמול להם זכאים יתר הדירקטורים החיצוניים בשותפות, כמפורט לעיל.

תקנה 21א: בעל השליטה בשותפות⁴⁶

בעל השליטה בשותפות (בשרשור) הינו מר יצחק שרון (תשובה).

תקנה 22: עסקאות של השותפות עם השותף הכללי או עסקאות של בעל השליטה בשותף הכללי

עניין אישי בהן

להלן פרטים, לפי מיטב ידיעת השותפות, בדבר כל עסקה עם השותף הכללי או בעל השליטה בשותף הכללי או שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי באישורה, אשר השותפות או תאגיד בשליטתה או חברה קשורה של השותפות, התקשרו/ה בה במהלך שנת הדוח או במועד מאוחר לשנת הדוח ועד למועד פרסום הדוח או שהיא עדיין בתוקף במועד הדוח, למעט עסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון):

(א) על-פי הסכם משנת 1993, דלק אנרגיה וקבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק")⁴⁷

⁴⁶ יצוין, כי ביום 13.3.2018 פורסמה הצעת רכש חליפין מלאה על ידי קבוצת דלק (המציעה) לכלל בעלי המניות הרגילות של דלק אנרגיה בתמורה למזומן, יחידות השתתפות של השותפות וכן מניות של קבוצת דלק והכול בהתאם ליחס החליפין שנקבע במפרט הצעת הרכש שפורסם. במסגרת הצעת הרכש החליפין, הצעת יחידות ההשתתפות של השותפות על ידי קבוצת דלק (המציעה) הינה על-פי דוח הצעת המדף שפרסמה השותפות ביום 13.3.2018 (מס' אסמכתא 2018-01-019893), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

⁴⁷ מיום 31.12.2011, מוזגה דלק השקעות לתוך קבוצת דלק על-פי הוראות החלק הראשון לחלק השמיני לחוק החברות וכתוצאה מכך חוסלה.

זכאיות לתמלוג על כמפורט בסעיף 7.25.12(ב)1. לפרק א' לדוח זה. בשנת 2017 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים לבעלי עניין האמורים בסך כולל של כ- 8.2 מיליון דולר ארה"ב.

(ב) עם השלמת מיזוג השותפויות, זכאית כהן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ⁴⁸ (להלן: "**כהן פיתוח**") לתמלוגים מהשותפות, כמפורט בסעיף 7.25.12(ב)2. לפרק א' לדוח זה. בשנת 2017 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים לכהן פיתוח בסך כולל של כ- 6.5 מיליון דולר ארה"ב.

(ג) לעניין התקשרויות בהסכמים לאספקת גז טבעי עם צדדים קשורים:

1. לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס בהסכמים לאספקת גז טבעי עם אי. פי. פי. דלק אשקלון בע"מ (להלן: "**דלק אשקלון**"), חברה בשליטתה של קבוצת דלק, ראו סעיף 7.12.5(א) לדוח תקופתי של השותפות לשנת 2012, שפורסם ביום 15.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-006325), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה. בשנת 2017 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק אשקלון עמד על כ- 5.4 מיליון דולר ארה"ב⁴⁹.

2. לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר בהסכם לאספקת גז טבעי עם "דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: "**דלק ישראל**"), חברה בשליטתה של קבוצת דלק, ראו דוח מיידי מיום 4.12.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-087721), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה. בשנת 2017 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק ישראל עמד על כ- 362 אלפי דולר ארה"ב.

3. לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר בהסכם לאספקת גז טבעי עם אי.פי.פי. דלק שורק בע"מ (להלן: "**דלק שורק**"), חברה הנשלטת (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק, וכן התקשרות הצדדים בתיקון להסכם כאמור, ראו דוחות מיידיים מיום 9.3.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-008481)⁵⁰ ומיום 18.5.2015 (מס' אסמכתא: 2015-01-021999)⁵¹, בהתאמה, אשר המידע הכלול בהם מובא בזאת על דרך הפניה. בשנת 2017 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק שורק עמד על כ- 3.9 מיליון דולר ארה"ב.

(ד) לעניין העמדת ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום על-ידי קבוצת דלק לטובת הרפובליקה של קפריסין, לצורך הבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם זיכיון מיום 24.10.2008 (Production Sharing Contract) המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12, ראו סעיף 7.6.3(יג) בפרק א' לדוח זה. סך עמלת הערבות שרשמה השותפות לקבוצת דלק בשנת 2017 הסתכמה בכ- 492 אלפי דולר ארה"ב⁵².

(ה) לעניין התקשרות שותפי ים תטיס עם שותפי תמר בהסכם מיום 23.7.2012, לפיו שותפי ים תטיס יעניקו לשותפי תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט

⁴⁸ כהן פיתוח הינה חברה ציבורית בשליטת קבוצת דלק.
⁴⁹ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 16.5.2011 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות.
⁵⁰ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 6.3.2014 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות.
⁵¹ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 18.5.2015 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות.
⁵² ההתקשרות האמורה אושרה ביום 14.4.2013 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי וביום 18.4.2013 על-ידי האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתפות.

ים תטיס וכן הזכות לשדרג ו/או להקים מתקנים לצורך הובלה ואחסון של גז טבעי מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.25.13 בפרק א' לדוח זה⁵³.

(ו) לעניין מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות ים תטיס ומתווה מכירת גז טבעי מפרויקט ים תטיס ללקוחות פרויקט תמר, ראו סעיף 7.3.4(ה) בפרק א' לדוח זה.

(ז) לעניין הסכם המיזוג שנחתם בין השותפות (כשותפות קולטת) לבין אבנר (כשותפות יעד), לפיו אבנר התמזגה עם ולתוך השותפות, ראו סעיפים 1.1.6 ו- 7.25.6 בפרק א' לדוח זה.

(ח) לעניין התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, הנערכת על-ידי קבוצת דלק, עבורה ועבור רוב חברות בנות וקשורות שלה ובכללן השותפות והשותף הכללי, וכן לעניין אישור התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, מעת לעת ומבלי שיידרש לכך אישור נוסף של האסיפה הכללית של בעלי יחידות השתתפות במסגרת עצמאית או במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית של קבוצת דלק הכוללת חברות בנות וקשורות, כולן או חלקן, אצל הפניקס או מבטח אחר, בישראל או בחו"ל, באופן שבו תחול על כל נושאי המשרה בקבוצת דלק ו/או ברוב חברות בנות ועל נושאי משרה המכהנים מטעמן בחברות קשורות שלהן, לרבות דירקטורים ו/או נושאי משרה שהינם בעלי שליטה בקבוצת דלק או קרוביהם, בפרמיה ובתנאים כפי שיהיו מקובלים במועד הארכת, חידוש או החלפת פוליסת הביטוח (להלן: "**הפוליסה הקבוצתית**"), ראו דוחות מידיים של השותפות בדבר אישור דירקטוריון השותף הכללי מיום 15.9.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-157788), כינוס אסיפת בעלי היחידות מיום 15.9.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-157779) ואישור אסיפת בעלי היחידות מיום 30.10.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-184599), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה. ביום 14.4.2016 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת הפוליסה הקבוצתית, לתקופה מיום 1.1.2016 ועד ליום 30.6.2017 בפרמיה של כ- 547 אלפי דולר (חלק השותפות כ- 123 אלפי דולר) לתקופה כאמור. בנוסף, ביום 17.11.2016 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי התקשרות השותפות בפוליסה (במסגרת עצמאית) לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי בגבול אחריות של 50 מיליון דולר כרובד נוסף מעל 100 מיליון דולר בפוליסה הקבוצתית לתקופה מיום 18.11.2016 ועד ליום 30.6.2017 ובפרמיה שנתית של 50 אלפי דולר (לשתי השותפויות), הכל בהתאם לאישור אסיפת בעלי היחידות כאמור. ביום 28.6.2017 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת הפוליסה הקבוצתית, לתקופה מיום 1.7.2017 ועד ליום 31.12.2018 בפרמיה של כ- 649 אלפי דולר (חלק השותפות כ- 265 אלפי דולר) לתקופה כאמור, וזאת בנוסף לפוליסה (במסגרת עצמאית) לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי בגבול אחריות של 50 מיליון דולר כרובד נוסף מעל 100 מיליון דולר בפוליסה הקבוצתית לתקופה מיום 1.7.2017 ועד ליום 31.12.2018 ובפרמיה של כ- 83 אלפי דולר לתקופה כאמור, והכל בהתאם

⁵³ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 23.7.2012 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי.

לאישור אסיפת בעלי היחידות כאמור.

(ט) עסקאות זניחות – מעבר לעסקאות המפורטות לעיל, לשותפות התקשרויות נוספות שלבעל השליטה בשותפות יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון), כגון: קבלת שירותי "דלקן" מדלק ישראל, קבלת שירותי ניהול תיקי ניירות ערך מאקסלנס נשואה ניהול השקעות בע"מ וקבלת שירותי דיווח למע"מ מקבוצת דלק.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 31.12.2017, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 7.1.2017 (מס' אסמכתא: 2018-01-002145), אשר הפרטים הכלולים בו נכללים בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים

<u>הון מונפק ונפרע ערך נקוב</u>	<u>הון רשום ערך נקוב</u>	
1,173,814,690.76	1,173,814,690.76	יחידות השתתפות בנות 1 ש"ח ע.נ. כ"א

נכון למועד פרסום הדוח, לשותפות אין ניירות ערך המירים.

תקנה 24ב: מרשם בעלי יחידות השתתפות של השותפות

<u>שם המחזיק</u>	<u>כמות מוחזקת</u>
קבוצת דלק	1
החברה לרישומים של בנק דיסקונט לישראל בע"מ	1,173,115,208.02
חיה לוינטל	1.19
נתן תורכיה	1
יעקב מרוז	1
משה קרמר	1.19
אבנר אנדרה	1
אריאל ינקו	289.47
רן לוי	184.8
טובה ברגר	12
עזריאל זולטי	1.19
ורדה וברוך קוטלרסקי	143,562.10
דניאל גולדשטיין	18.80
טוביה אבן	1,317.67
דניאל דיין	234,962.37
דורית דיין	234,962.37
יוסף ונק	52,505.44
עמיקם רשף	590.60
תמר ואברהם עדני	62.59
יוסף נדף	973.87
שרה מורה	30,032.89
יהודה לוריא	0.19
סה"כ	1,173,814,690.76

תקנה 25א: מען רשום

כתובת:

שד' אבא אבן 19 הרצליה פיתוח, 4612001.

טלפון:

09-9712424

פקסימיליה:

09-9712425

כתובת דואר אלקטרוני:

saris@delekng.co.il

תקנה 26: הדירקטורים של השותף הכללי⁵⁴

⁵⁴ בפירוט של תקנה זו מוצגים הדירקטורים המכהנים בשותף הכללי נכון למועד פרסום הדוח. יצוין, כי ביום 30.6.2017 סיים מר יעקב פרידגוט את כהונתו כדירקטור השותף הכללי בשותפות.

	פרטים	אסי ברטפלד	גבריאל לסט	מלקולם הונליין
1	מספר זיהוי:	065474108	004787933	דרכון מסי 530934250
2	תפקיד בשותף הכללי:	יו"ר הדירקטוריון	דירקטור	דירקטור
3	תאריך לידה:	24.2.1952	9.9.1946	1.2.1944
4	מען להמצאת כתבי בי-דין:	שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001	שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001	1115E. 22 St. Brooklyn New-York 11210
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ארה"ב
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	ועדת השקעות	לא	לא
7	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא
	(ב) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-
	(ג) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ⁵⁵ :	-	-	-
	(ד) אם לא, האם הוא כשיר להתמנות כדירקטור בלתי תלוי:	לא	לא	לא
	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	מנכ"ל קבוצת דלק, יו"ר דירקטוריון כהן פיתוח מבני תעשיה בע"מ, ומנכ"ל ודירקטור בחברות בת שונות של קבוצת דלק.	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, דלק אנרגיה, איי.פי.פי. דלק אשקלון בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ וקרן דלק למדע חינוך ותרבות (חל"צ) ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק.	לא
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	15.5.2003, החל לכהן כיו"ר דירקטוריון ביום 1.2.2016	17.5.2001	30.6.2017
10	השכלתו:	B.A בכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב.	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, M.A במדעי החברה ומתמטיקה מאוניברסיטת חיפה ו-A.M.P (לימודי ניהול לנושאי משרה בכירה) מאוניברסיטת הארוורד, ארה"ב.	מוסמך ביחסים בינלאומיים מאוניברסיטת פנסילבניה; בוגר מדעי המדינה מאוניברסיטת טמפל; דוקטור לשם כבוד מ-Yeshiva University, מאוניברסיטת טמפל, ומאוניברסיטת טורו.
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	מנכ"ל קבוצת דלק, יו"ר דירקטוריון כהן פיתוח, מנכ"ל ודירקטור בדלק פטרוליום בע"מ, וכן מנכ"ל ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק.	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, איי.פי.פי. דלק אשקלון בע"מ, דלק פטרולים בע"מ, דלק אנרגיה, וקרן דלק למדע חינוך ותרבות (חל"צ) וכן דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק.	מנכ"ל ועידת הנשיאים של הארגונים היהודיים העיקריים בארה"ב.
12	תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	יו"ר דירקטוריון כהן פיתוח ודירקטור בחברות הבאות: IDE טכנולוגיות בע"מ, דלק ישראל, דלק מערכות רכב בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, אבנר נפט וגז, הפניקס חברה לביטוח בע"מ, איי.פי.פי. דלק אשקלון בע"מ, גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, הפניקס אחזקות בע"מ, דלק ים מען 2011 בע"מ, דלק תמלוגים (2012) בע"מ, דלק השקעות פיננסיות בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, Ithaca Energy Inc, קבוצת דלק תמלוג בע"מ, וחברות בת פרטיות של קבוצת דלק ושל השותפות (SPC's).	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, איי.פי.פי. דלק אשקלון בע"מ, דלק אנרגיה, אבנר נפט וגז, דלק פטרוליום בע"מ, קרן דלק למדע, חינוך ותרבות (חל"צ) וכן מכהן כדירקטור בחברות הבאות: דלק ישראל, דלק תשתיות בע"מ, גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, דלק תמלוגים (2012) בע"מ, קבוצת דלק תמלוג בע"מ, אבנר נפט וגז, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, וחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's).	Labstyle Innovations, Fortress Bio Pharm, Wellsense Technologies, Nanox
13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא
14	האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	כן	לא	לא

⁵⁵ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

	פרטים	כרמית אלרואי	ליאורה פרט לוין	רוני בר-און	ברק משרקי
1	מספר זיהוי:	022546832	057906919	008516262	029714086
2	תפקיד בשותף הכללי:	דירקטורית	דירקטורית	דירקטור בלתי תלוי	דירקטור
3	תאריך לידה:	8.11.1967	12.10.1962	2.6.1948	28.1.1973
4	מען להמצאת כתיב ביידין:	השומר 18, מושב אביחיל 42910.	שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001	רחוב השקד 2, מוצא עלית, 90820	שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	לא	לא	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ההשקעות	לא
7	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא	לא
	(ב) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-	-
	(ג) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ⁵⁶ :	-	-	-	-
	(ד) אם לא, האם הוא כשיר להתמנות כדירקטור בלתי תלוי:	לא	לא	מכהן כדירקטור בלתי תלוי	לא
8	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	לא	סמנכ"ל בכיר, יועצת משפטית ראשית ומזכירת קבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות שונות של קבוצת דלק.	לא	סמנכ"ל ודירקטור בכרן פיתוח, סמנכ"ל בכיר ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק, דירקטור בחברות בת שונות של קבוצת דלק.
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	12.11.2012	26.8.2015	4.1.2016	30.6.2017
10	השכלתו:	מוסמכת ברפואה סינית מפאסיפיק קולג' ובוגרת חינוך מיוחד ומדעי הרוח מאוניברסיטת תל-אביב.	LL.B במשפטים מאוניברסיטת Reading, אנגליה, B.A במדעי המדינה מאוניברסיטת תל-אביב.	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים	בוגר חשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת בר-אילן.
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	בעלים ומנכ"ל חברת פארמהסין בע"מ, בעלים ומנכ"ל בחברת ברקה אור החזקות בע"מ.	סמנכ"ל בכיר, יועצת משפטית ראשית ומזכירת החברה בקבוצת דלק, מכהנת כדירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק.	חבר כנסת וחבר בממשלות ישראל, חבר דירקטוריון בחברות הבאות: גזית גלוב בע"מ, אלרוב נדל"ן ומלונאות בע"מ, אי. די. בי חברה לפיתוח בע"מ, מגדל מקפת קרנות פנסיה וקופות גמל בע"מ.	סמנכ"ל בכיר ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק; מנכ"ל ודירקטור כהן פיתוח; דירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק.
12	תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	קבוצת דלק ודלק ישראל.	גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, דלק אנרגיה, כהן פיתוח, הפניקס אחזקות בע"מ, הפניקס חברה לביטוח בע"מ, IDE טכנולוגיות בע"מ.	גזית גלוב בע"מ, אלרוב נדל"ן ומלונאות בע"מ.	כהן פיתוח, דלק ישראל, דלק פטרוליום בע"מ, הפניקס חברה לביטוח בע"מ, רציו פטרוליום אנרגיה – שותפות מוגבלת, דלק ים מען 2011 בע"מ, דלק תמלוגים (2012) בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, דלק שורק, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, כ.ת. מאיה חברה לנכסים בע"מ, כהן פיתוח (1979) בע"מ, נכסי משפחת כהן בע"מ, כהן פיתוח שש בע"מ, אבנר נפט וגז, קבוצת דלק תמלוג בע"מ, וחברות בת פרטיות של השותפות (SPC's).

⁵⁶ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	כן. בתו של בעל השליטה (בשרשרת), מר יצחק שרון (תשובה).	לא	לא	לא
14	האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	לא	לא	כן	כן

פרטים	עמס ירון	יעקב זק	איתן רוזמן
1 מספר זיהוי:	005301262	004868048	005185673
2 תפקיד בשותף הכללי:	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני
3 תאריך לידה:	5.2.1940	11.4.1946	26.8.1944
4 מען להמצאת כתבי בי-דין:	רחוב שז"ר 22, רמת גן	רחוב השופטים 5 הרצליה 46447	רחוב שפינוזה 29, רחובות
5 נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית
6 חברות בוועדות של הדירקטוריון:	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול	חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ביקורת
7 (ה) האם הוא דירקטור חיצוני:	כן	כן	כן
(ו) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	בעל כשירות מקצועית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל כשירות מקצועית
(ז) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ⁵⁷ :	לא	לא	לא
(ח) אם לא, האם הוא כשיר להתמנות כדירקטור בלתי תלוי:	-	-	-
8 האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	לא	לא	לא
9 התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	22.10.2015	22.10.2015	17.5.2017 ⁵⁸
10 השכלתו:	בוגר לימודי המזרח התיכון אוניברסיטת תל-אביב, בוגר מב"ל כללי המכללה לביטחון לאומי.	תואר ראשון בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, מוסמך במנהל עסקים (M.B.A.) מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך.	תואר ראשון בכלכלה מאוניברסיטת תל אביב
11 עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	יועץ לתעשייה האווירית, יו"ר – קצא"א חברת קו צינור אילת אשקלון בע"מ, דירקטור בבססח - החברה הישראלית לביטוח אשראי בע"מ מקבוצת הראל.	יו"ר דירקטוריון חברת חיון מחשבים בע"מ.	דירקטור חיצוני באלעד קנדה, דירקטור חיצוני בשותפות אבנר.
12 תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	-	-	-
13 האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא
14 האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	לא	כן	לא

57 כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.
58 תקופת כהונתו של מר רוזמן תיחשב החל ממועד מינויו כדירקטור חיצוני בשותפות אבנר, קרי, מיום 22.10.2015.

תקנה 26א: נושאי משרה בכירה של השותף הכללי ו/או השותפות⁵⁹

נושא המשרה	מס' זיהוי	תאריך לידה	מועד תחילת כהונה	תפקיד בשותף הכללי, בחברה-בת, בחברה קשורה או בבעל עניין:	האם הוא בעל עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות	האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין בשותף הכללי	השכלתו	ניסיונו בחמש שנים האחרונות
יוסי אבו	033840372	7.12.1977	1.4.2011	מנכ"ל השותף הכללי ⁶⁰ , יו"ר דירקטוריון תמר פטרוליום, דירקטור בחברות בת פרטיות של השותפות (SPC's).	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים. עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין.	מנכ"ל אבנר נפט וגז, דירקטור בחברת Ithaca Energy Inc, בחברות בת פרטיות של השותפות ובחברות פרטיות שבבעולותו.
יוסי גבורה	027790997	9.6.1970	משנה למנכ"ל מיום 1.8.2017 לפני כן כיהן כסמנכ"ל כספים בשותף הכללי מיום 1.4.2011, וכמשנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות ובשותף הכללי מיום 19.7.2012.	משנה למנכ"ל בשותפות ובשותף הכללי, חבר ועדת השקעות ודירקטור בחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's).	לא	לא	B.A בכלכלה וחשבונאות ממכללת רופין ו-LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן.	משנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות, בשותף הכללי, בשותפות אבנר ובאבנר נפט וגז.
יניב פרידמן	027300300	1.4.1974	1.11.2015	משנה למנכ"ל בשותפות.	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב.	משנה למנכ"ל אלומי קפיטל בע"מ, סמנכ"ל אסטרטגיה בשותפות אבנר.
צבי קרץ'	059784355	24.2.1967	12.8.2014	סמנכ"ל אקספלורציה	לא	לא	B.Sc. בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים, M.Sc. בגיאולוגיה מהאוניברסיטה העברית בירושלים ודוקטורט Phd בגיאולוגיה מאוניברסיטת קולומביה בניו-יורק, ארה"ב.	גיאולוג ראשי בשותפות ובשותפות אבנר.
רון אדוארד	024652745	13.10.1969	1.8.2017	סמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי	לא	לא	B.A בחשבונאות ומנהל עסקים מהמכללה למנהל.	סמנכ"ל כספים בשותפות אבנר ובאבנר נפט וגז.

⁵⁹ בפירוט של תקנה זו מוצגים נושאי המשרה המכהנים בשותף הכללי ו/או בשותפות נכון למועד פרסום הדוח. יצוין, כי ביום 31.1.2017 סיימה גב' עירית שדר טוביאס את כהונתה כסמנכ"ל, יועצת משפטית ראשית ומזכירת השותפות וכי ביום 28.2.2018 סיים מר טל לוי את תפקידו כחשב בשותפות ובשותף הכללי.

⁶⁰ לעניין מינויו של מר אבו כמנכ"ל דלק אנרגיה, ראו תקנה 21 לעיל.

שרי זינגר קאופמן	037485174	22.2.1980	1.8.2017	יועצת משפטית בשותפות	לא	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב. עו"ד בשותפות ובשותפות אבנר.
נדב פרי	040365447	4.1980 .24	14.6.2015	מנהל תחום קשרי חוץ בשותפות.	לא	לא	לא	B.A. בממשל דיפלומטיה ואסטרטגיה מהמרכז הבינתחומי בהרצליה, M.B.A. במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן.
סער פרג	037693942	17.10.1975	1.8.2017	מנהל סחר גז טבעי בשותפות	לא	לא	לא	L.L.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים.
גלי גנה	059674770	2.6.1965	1.2.2016	מבקר פנימי של השותפות והשותף הכללי בשותפות, ומבקר פנימי ראשי של קבוצת דלק וחברות בנות שלה.	לא	לא	לא	רואה חשבון, בוגר מינהל עסקים עם התמחות בחשבונאות מהמכללה למנהל, ומוסמך (M.A.) במנהל ציבורי וביקורת פנימית מאוניברסיטת בר-אילן, מבקר מערכות מידע מוסמך (CISA), מבקר פנימי מוסמך (CIA), מבקר ניהול סיכונים מוסמך (CRMA), מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע (CRISC).
שותף במשרד רוזנבלום - הולצמן, רואי חשבון.								

תקנה 26: מורשי חתימה עצמאיים

בשותף הכללי ובשותפות אין מורשי חתימה עצמאיים.

תקנה 27: רואי החשבון של השותפות

זיו האפט רואי חשבון, מרח' דרך מנחם בגין 46-48, תל-אביב, וכן משרד רואי החשבון קוסט פורר גבאי את קסירר, מרח' מנחם בגין 144, תל אביב, משמשים במשותף כרואי החשבון המבקרים של השותפות.

תקנה 28: שינוי בהסכם השותפות או בהסכם הנאמנות

ביום 17.5.2017 תוקן הסכם הנאמנות מיום 1.7.1993 (על תיקוניו) ותוקן הסכם השותפות מיום 1.7.1993, בעקבות הסכם המיזוג עם אבנר, כמפורט בדוח המידי של השותפות מיום 12.12.2016 (מס' אסמכתא: 2016-01-138721) בדבר כינוס אסיפה לאישור מיזוג השותפויות, אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה. לפרטים ראו דוח המידי של השותפות מיום 22.5.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-043009), אשר המידע המופיע בו מוכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29: המלצות והחלטות הדירקטורים

תקנה 29(ג): **ביום 5.7.2017 קיבלה האסיפה הכללית המיוחדת של בעל יחידות ההשתתפות של השותפות החלטה כדלקמן:**

לאשר את המתווה למכירת זכויותיה של השותפות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקות תמר ודלית (להלן בסעיף זה: "מתווה המכירה"), כמפורט בהרחבה בדוח זימון האסיפה של השותפות מיום 27.6.2017 (מס' אסמכתא 2017-01-053740) אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה (להלן בסעיף זה: "דוח זימון האסיפה"), לרבות שינוי לא מהותי במתווה המכירה ככל שיידרש לשם ביצועו; וכן לאשר למפקח לאשר את העברת הזכויות בהתאם לסעיף 10.1 להסכם השותפות כנדרש לצורך מתווה המכירה וליתן כל אישור הנדרש ממנו בהתאם להסכם השותפות לאישור מתווה המכירה כמפורט בדוח זימון האסיפה, לרבות שינוי לא מהותי במתווה המכירה ככל שיידרש לשם ביצועו.

תקנה 29א: החלטות השותפות

תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה

(א) לפרטים בדבר מתן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות לדירקטורים בשותף הכללי שאינם בעלי שליטה בשותף הכללי ו/או בשותפות ו/או קרוביהם, שיכהנו מעת לעת בשותף הכללי ו/או בחברות בנות של השותפות (ושאינם דירקטורים חיצוניים), ראו דוח מידי של השותפות בדבר כינוס אסיפת בעל יחידות מיום 20.5.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-130026) כפי שתוקן בימים 4.6.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-147513), 11.6.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-153597) ו- 21.6.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-162915) וכן דוח מידי של השותפות בדבר תוצאות אסיפת בעל יחידות מיום 17.7.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-187611), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך של הפניה. בהתאם לתיקונים שנעשו בהסכם השותפות כאמור בהחלטת האסיפה מיום 17.7.2012, החליט דירקטוריון השותף הכללי ביום 19.7.2012 לאשר הענקת כתבי פטור ושיפוי לנושאי משרה בשותף הכללי ובשותפות. לפרטים בדבר כתבי התחייבות לשיפוי שניתנו

לדירקטורים החיצוניים בשותף הכללי, ראו דוח מידי של השותפות בדבר כינוס אסיפה כללית של בעלי יחידות מיום 14.10.2015 (מס' אסמכתא : 2015-01-135165), וכן דוח מידי של השותפות בדבר תוצאות אסיפת בעל יחידות מיום 22.10.2015 (מס' אסמכתא : 2015-01-140634), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך של הפנייה. לפרטים אודות ביטוח ושיפוי שניתן להעניק לנושאי משרה בשותפות ו/או בשותף הכללי, ראו סעיף 13 למדיניות התגמול אשר אומצה, כאמור בסעיף (ב)(1) בתקנה 21 לעיל. בהקשר זה יצוין, כי בהמשך להחלטת האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות מיום 22.12.2016 למינוי מר רוזנמן כדירקטור חיצוני, נכלל מר רוזנמן בהסדר ביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה של השותפות, וכן הוענק לו כתב התחייבות לשיפוי בדומה לשאר הדירקטורים החיצוניים בשותף הכללי כאמור לעיל.

(ב) לעניין התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, וכן בדבר התקשרות השותף הכללי ו/או השותפות בפוליסה לביטוח כאמור, מעת לעת ומבלי שיידרש לכך אישור נוסף של האסיפה הכללית של בעלי היחידות, ראו תקנה 22(ח) לעיל.

דלק קידוחים – שותפות מוגבלת

על-ידי השותף הכללי, דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ

שמות החותמים ותפקידם :

אסי ברטפלד, יו"ר הדירקטוריון

יוסי אבו, מנכ"ל

תאריך : 20 במרץ, 2018



Delek Drilling



2017

דוח בדבר אפקטיביות הבקרה

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ה'

**דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית
על הדיווח הכספי ועל הגילוי
לפי תקנה 9 ב(א)**

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח שנתי לשנת 2017 בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), תש"ל – 1970:

הנהלת השותף הכללי בדלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "השותף הכללי" ו- "השותפות", בהתאמה), בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי, אחראית לקביעתה והתקיימותה של בקרה פנימית נאותה על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות.

לעניין זה, חברי ההנהלה הם:

1. אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
2. יוסי אבו, מנכ"ל השותף הכללי;
3. יוסי גבורה, משנה למנכ"ל ומנהל סיכוני שוק;
4. יניב פרידמן, משנה למנכ"ל.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקורות ונהלים הקיימים בשותפות, אשר תוכננו בידי המנהל הכללי ונושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או תחת פיקוחם, או בידי מי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, בפקוח דירקטוריון השותף הכללי, אשר נועדו לספק מידה סבירה של בטחון בהתייחס למהימנות הדיווח הכספי ולהכנת הדוחות בהתאם להוראות הדין, ולהבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלות בדוחות שהיא מפרסמת על פי הוראות הדין נאסף, מעובד, מסוכם ומדווח במועד ובמתכונת הקבועים בדין.

הבקרה הפנימית כוללת, בין השאר, בקורות ונהלים שתוכננו להבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלותו כאמור, נצבר ומועבר להנהלת השותף הכללי, לרבות למנהל הכללי ולנושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או למי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, וזאת כדי לאפשר קבלת החלטות במועד המתאים, בהתייחס לדרישת הגילוי.

בשל המגבלות המבניות שלה, בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי אינה מיועדת לספק ביטחון מוחלט שהצגה מוטעית או השמטת מידע בדוחות תימנע או תתגלה.

הנהלת השותף הכללי, בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי, ביצעה בדיקה והערכה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות והאפקטיביות שלה; הערכת אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי והגילוי שביצעה ההנהלה בפקוח הדירקטוריון, כללה: בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקורות כלליות של מערכות מידע, בקורות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות, בקורות על תהליך ניהול מזומנים והשקעות ובקורות על תהליך גיוס וניהול אגרות חוב.

בהתבסס על הערכת האפקטיביות שביצעה הנהלת השותף הכללי בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי, כמפורט לעיל, הדירקטוריון של השותף הכללי והנהלת השותף הכללי הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות ליום 31 בדצמבר, 2017 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9(ד)(1) :

הצהרת מנהלים
הצהרת מנהל כללי

אני, יוסי אבו, מצהיר כי :

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2017 (להלן: "הדוחות");
- (2) לפי ידיעתי, הדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;
- (3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;
- (4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון ולוועדות הביקורת והדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:
(א) את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכן -
(ב) כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
- (5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותף הכללי בשותפות :
(א) קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות מובא לידיעתי על ידי אחרים בשותף הכללי בשותפות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכן -
(ב) קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;
(ג) הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, והצגתי בדוח זה את מסקנות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי בשותפות לגבי האפקטיביות של הבקרה הפנימית כאמור למועד הדוחות.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

20 במרץ, 2018	יוסי אבו	מנכ"ל	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9ב(ד)(2) :

הצהרת מנהלים
הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים

אני, יוסי גבורה, מצהיר כי :

(1) בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2017 (להלן: "הדוחות");

(2) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;

(3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;

(4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון ולוועדות הביקורת והדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי :

(א) את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות, העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכן -

(ב) כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;

(5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותף הכללי בשותפות :

(א) קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, ככל שהוא רלוונטי לדוחות הכספיים ולמידע כספי אחר הכלול בדוחות, מובא לידיעתי על ידי אחרים בשותפות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכן -

(ב) קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחנו, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;

(ג) הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות למועד הדוחות; מסקנותיי לגבי הערכתי כאמור הובאו לפני הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי בשותפות ומשולבות בדוח זה.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

תאריך	שם מלא	יוסי גבורה, ר"ח	משנה למנכ"ל	חתימה
20 במרץ, 2018			תפקיד	