



Delek Drilling

2020

דוח תקופתי
ליום 31.12.2020



photographed by: Albatross

תוכן העניינים

- תיאור עסקי השותפות
- דוח דירקטוריון
- דוחות כספיים
- פרטים נוספים על השותפות
- אפקטיביות הבקרה
- הערכת שווי



Delek Drilling

2020

photographed by: Albatross



תיאור עסקי השותפות



2020

פרק א' – תיאור עסקי השותפות

סעיף	עמוד
1.	1 – א תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות
2.	4 – א תחום הפעילות
3.	7 – א השקעות בהון השותפות ועסקאות ביחידות ההשתתפות
4.	7 – א חלוקת רווחים
5.	9 – א מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות
6.	10 – א סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים
7.	14 – א תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות
7.1	14 – א מידע כללי על תחום הפעילות
7.2	21 – א פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות
7.3	21 – א פרויקט לוויין
7.4	38 – א פרויקט תמר ודלית
7.5	79 – א זכויות בקפריסין
7.6	98 – א רישיון אופק חדש
7.7	101 – א רישיון יהל חדש
7.8	103 – א פרויקט ים תטיס
7.9	106 – א חזקות תנין וכריש
7.10	110 – א פעילות שהופסקה
7.11	112 – א מוצרים
7.12	113 – א לקוחות
7.13	144 – א שיווק והפצה
7.14	155 – א צבר הזמנות
7.15	157 – א תחרות
7.16	163 – א עונתיות
7.17	163 – א מתקנים וכושר ייצור
7.18	167 – א חומרי גלם וספקים
7.19	167 – א הון אנושי
7.20	168 – א הון חוזר
7.21	169 – א מימון
7.22	173 – א מיסוי
7.23	184 – א סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם
7.24	191 – א מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות
7.25	239 – א שעבודים
7.26	239 – א הסכמים מהותיים
7.27	277 – א הליכים משפטיים
7.28	287 – א יעדים ואסטרטגיה עסקית
7.29	290 – א כיסוי ביטוחי
	291 – א גורמי סיכון

1.

תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות¹

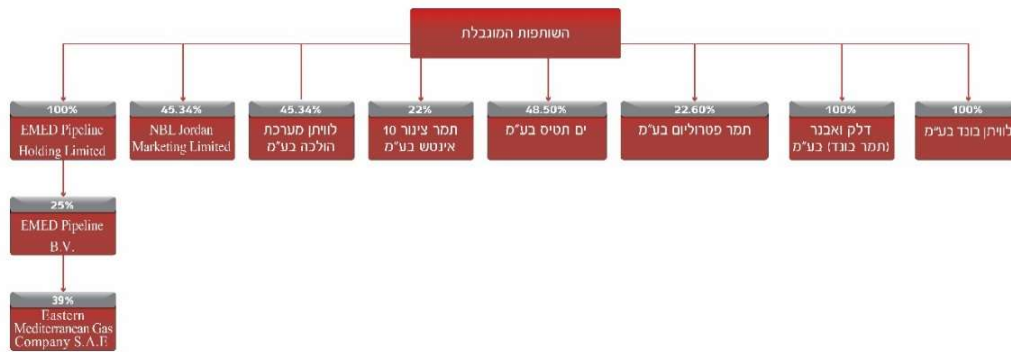
- 1.1 דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") הינה שותפות מוגבלת ציבורית, כמשמעותה בפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות"), העוסקת בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט. השותפות נוסדה על-פי הסכם שותפות שנחתם ביום 1.7.1993 (כפי שתוקן מעת לעת) (להלן: "הסכם השותפות") 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.
- 1.2 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").
- 1.3 ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחם של המפקחים, פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "המפקח").
- 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.
- 1.5 השותף הכללי והשותף המוגבל הינם חברות בנות של דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "דלק אנרגיה"), חברה פרטית בבעלות מלאה של קבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק"), אשר בעל השליטה בה הינו מר יצחק שרון (תשובה).² למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח מחזיקה קבוצת דלק במישרין ובעקיפין (באמצעות דלק אנרגיה והשותף הכללי, וכן באמצעות החזקה בעקיפין באבנר נפט וגז בע"מ) בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק.³
- 1.6 ביום 17.5.2017 הושלם מיזוג בין השותפות לבין אבנר חיפוש נפט, שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר" או "שותפות אבנר"), 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").

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

² נכון למועד אישור הדוח, מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ- 49.04% מההון המונפק ובכ- 50.77% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק.

³ למיטב ידיעת השותפות ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, הרוב המכריע של היחידות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק.

1.7 מבנה האחזקות העיקריות של השותפות:



1.7.1 דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.20.3 להלן.

1.7.2 ים תטיס בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), 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 (AOT, Ashdod Onshore Terminal) (להלן: "**מתקן הקבלה**"), כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי, התש"ס-2000 (להלן: "**חוק משק הגז הטבעי**").

נכון למועד אישור 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.

1.7.3 תמר צינור 10 אינטש בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר בעלי המניות בה הם השותפים בחזקת I/12 תמר (להלן: "**חזקת תמר**"), "**פרויקט תמר**" ו- "**שותפי תמר**", בהתאמה, המחזיקים במניות החברה בהתאם לשיעור אחזקותיהם בחזקת תמר. החברה הוקמה לצורך קבלת רשיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט תמר למתקן הקבלה באמצעות צינור 10 אינטש, כמתחייב מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

1.7.4 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 רשיון הולכת גז טבעי מפלטפורמת ההפקה של פרויקט לווייתן לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "**נתג"ז**"), כמתחייב

מהוראות חוק משק הגז הטבעי.

- 1.7.5 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 נתג'ז 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 7.11.5(ב)1 להלן.
- 1.7.6 תמר פטרוליום בע"מ (להלן: "תמר פטרוליום") הינה חברה ציבורית. 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, במסגרתה העבירה השותפות לתמר פטרוליום זכויות בשיעור של 9.25% (מתוך 100%) בחזקת תמר ובחזקת I/13 דלית (להלן: "חזקת דלית"), בין היתר בתמורה ל- 40% מהון מניות תמר פטרוליום (לאחר ההקצאה). נכון למועד אישור הדוח, מחזיקה השותפות ב- 22.6% מהזכויות ההוניות וב- 13.42% מזכויות ההצבעה בתמר פטרוליום. בהתאם להוראות מתווה הגז (כהגדרתו בסעיף 7.23.1 להלן) בדבר חובת השותפות למכור את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית, נדרשת השותפות למכור את מלוא החזקותיה בתמר פטרוליום עד ליום 17.12.2021. לפרטים ראו סעיף 7.23.1 להלן.
- 1.7.7 EMED Pipeline B.V. (להלן: "EMED") הינה חברה ייעודית שהוקמה לצורך עסקת EMG (כהגדרתה בסעיף 7.25.6 להלן) הרשומה בהולנד, אשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED Pipeline Holding Limited, חברה בת בבעלות מלאה (100%) של השותפות הרשומה בקפריסין - 25%; Noble Energy International Ltd. (להלן: "נובל קפריסין") - 25%; וחברת Sphinx EG BV, חברה בת בבעלות מלאה (100%) של East Gas Company S.A.E, המחזיקה, בין היתר, בצנרת גז ותשתיות במצרים (להלן: "השותף המצרי") - 50%.
- 1.7.8 Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"), הינה חברה פרטית הרשומה במצרים, אשר בבעלותה צינור הזרמת גז טבעי תת-ימי המחובר בין מערכת הולכת הגז הטבעי המצרית באזור אל-עריש לבין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון, ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED - 39%; PTT Energy Resources Company Limited (להלן: "PTT")⁴ - 25%; Mediterranean Gas Pipeline Ltd (להלן: "MPGC")⁵ - 17%; השותף המצרי - 9%; Egyptian General Petroleum Corporation (להלן: "EGPC")⁶ - 10%. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.6 להלן.
- 1.7.9 לווייתן בונד בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב

⁴ חברת אנרגיה ציבורית בבעלות חלקית של ממשלת תאילנד.

⁵ חברה פרטית, אשר למיטב ידיעת השותפות, נמצאת בשליטת Evsen Group, חברה בראשותו של ד"ר עלי אבסן.

⁶ חברה ממשלתית מצרית.

לשוק המוסדי בארץ ובחו"ל, המובטחות בזכויות השותפות בחזקות לווייתן⁷. לפרטים נוספים ראו סעיף 07.20.2 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 7.2-07.8 להלן, ובכלל זה במספר ממצאי גז משמעותיים באזור הים התיכון, הכוללים, בין היתר, את מאגר לווייתן, מאגר תמר ומאגר אפרודיטה שנתגלה בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "אפרודיטה" או "בלוק 12"). כמו כן, זכאית השותפות לקבלת תמלוגי על מחזקות כריש ותנין, כמפורט בסעיף 7.8 להלן. מאגר תמר, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש מרץ 2013, ומאגר לווייתן, אשר הזרמת הגז ממנו החלה בחודש דצמבר 2019, מספקים כיום כמעט את כל הגז הטבעי הנצרך במשק הישראלי. בין הלקוחות הבולטים של השותפים במאגרי לווייתן ותמר נמנים חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל"), תחנות כוח פרטיות, מפעלי תעשייה, חברת החשמל הלאומית של ירדן - NEPCO, מפעלי תעשייה בירדן וכן חברת Dolphinus Holdings Limited⁸ (להלן: "דולפינוס") המייבאת גז מישראל למצרים.
- 2.2 ביום 5.10.2020 הודיעה חברת Chevron Corporation (להלן: "שברון") על השלמת עסקת מיזוג בינה לבין Noble Energy Inc. (להלן: "נובל אינק"), חברת האם של Noble Energy Mediterranean Ltd. (להלן: "נובל"), המפעילה בנכסי הנפט תמר ולווייתן, ושל נובל קפריסין, המפעילה בפרויקט בלוק 12 בקפריסין. נכון למועד אישור הדוח, נובל אינק הינה חברה בבעלות מלאה של שברון. שברון היא תאגיד ציבורי זר שמניותיו נסחרות ב-NYSE. למיטב ידיעת השותפות, אין בעל מניות יחיד המחזיק למעלה מ-10% מהון המניות המונפק של שברון.
- 2.3 נכון למועד אישור הדוח, עיקר עיסוקה של השותפות הינו בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי מנכסי השותפות. במקביל, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות שונות בעלות מאפיינים דומים לאלו בהם פעילה כבר השותפות בתחום החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי ונפט.
- 2.4 בהתאם להוראות מתווה הגז (כהגדרתו בסעיף 7.23.1 להלן), נדרשת השותפות להעביר עד ליום 17.12.2021 את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית וכן את החזקותיה בתמר פטרוליום. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.27.1 להלן. לפרטים נוספים אודות מתווה הגז ראו סעיף 7.23.1 להלן.
- 2.5 במהלך השנה החולפת פעלה השותפות לקידום מתווה אפשרי לפיצול נכסיה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.27.1 להלן.

⁷ דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC) אשר הוקמה לצורך גיוס מימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן. עם השלמת הנפקת אגרות החוב על-ידי לווייתן בונד בע"מ, נפרעו במלואן ההלוואות שהועמדו לשותפות לצורך גיוס מימון חלקה של בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן כאמור, ולכן, נכון למועד אישור הדוח, דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ נמצאת בהליך של פירוק מרצון.

⁸ למיטב ידיעת השותפות, דולפינוס הינה חברה ייעודית הרשומה באי קיימן העוסקת בסחר בגז טבעי ואשר מספקת גז לצרכנים גדולים במצרים ובראשם לחברה ממשלתית מצרית, EGAS. בחודש יוני 2020 הסבה דולפינוס את הסכמי הייצוא למצרים ל-Blue Ocean Energy, חברה קשורה של דולפינוס.

2.6 בהתאם להנחיות הבורסה, התחייבה השותפות לבצע אך ורק פרויקטים של חיפושים, פיתוח והפקה של גז ונפט אשר הוגדרו בהסכם השותפות או בתיקון לו שיאושר על-ידי אסיפת בעלי יחידות השותפות. הסכם השותפות מגדיר את האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בסעיף 2.8 להלן.⁹

2.7 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 השותפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988¹⁰ (להלן: "**תקנות מס הכנסה (יחידות השותפות)**").

2.8 לפרטים בדבר נכסי הנפט המהותיים של השותפות, הכוללים את חזקות לווייתן, חזקות תמר ודלית ובלוק 12 בקפריסין (מאגר אפרודיטה), ראו סעיפים 7.2 עד 7.4 להלן. בטבלה שלהלן מובאים פרטים בדבר ההערכה המיטבית (best estimate resources / 2P reserves) של כמויות העתודות, המשאבים המותנים והמשאבים המיוחסים לנכסים אלו (במונחי 100%)¹¹, כפי שנאמדו על-ידי המעריך העצמאי - חברת Sewell and Associates Inc. (להלן: "**המעריך**" או "**NSAI**").

נתוני המשאבים בטבלה שלהלן אינם כוללים משאבים המיוחסים למאגר תמר South West שהתגלה בשטח חזקת תמר (להלן: "**תמר SW**") אשר גולשים לשטח רישיון 353/ערן (להלן: "**רישיון ערן**"). לפרטים נוספים אודות רישיון ערן והסדר הגישור בעניין רישיון ערן ומאגר תמר SW, ראו סעיף 7.9.2 להלן.

שיעור החזקות השותפות בחזקות תמר ודלית המוצג בטבלה שלהלן (22.0%) אינו כולל החזקה במניות תמר פטרוליום בשיעור של 22.6%.

בנוסף לנכסים הנ"ל, לשותפות זכויות בנכסי נפט נוספים אשר נכון למועד אישור הדוח מסווגים כנכסי נפט זניחים, כדלקמן:

- רישיונות החיפוש 405/"אופק חדש" ו-406/"יהל חדש" (להלן: "**רישיון אופק חדש**" ו-"**רישיון יהל חדש**", בהתאמה);
- זכויות לקבלת תמלוגים מחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן: "**חזקת תנין**" ו-"**חזקת כריש**", בהתאמה);
- פרויקט ים תטיס בחזקות I/7 "נועה" ו-I/10 "אשקלון" (להלן: "**חזקת נועה**" ו-"**חזקת אשקלון**", בהתאמה).

לפרטים בדבר נכסי נפט אלו ראו בסעיפים 7.5 עד 7.80 להלן.

לפרטים בדבר נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה, ראו סעיף 7.9 להלן.

⁹ יצוין, כי בחודשים נובמבר 2017 ומרץ 2019 תוקן תקנון הבורסה (פרק י"ז בחלק השני לתקנון) לעניין חיפושי נפט או גז, פיתוח או הפקתם המבוצעים מחוץ לישראל במסגרת ההגדרה של "פרויקט" בשותפות מוגבלת העוסקת בחיפושי נפט וגז אשר ניירות הערך שלה רשומים למסחר בבורסה. עוד יצוין, כי שותפות מוגבלת נסחרת בתחום הנפט והגז, תהא רשאית לבצע פרויקטים נוספים שלא הוגדרו במפורש בהסכם השותפות, בכפוף לאישור האסיפה הכללית הן בהתאם להוראות תקנון הבורסה (פרק י"ז בחלק השני לתקנון) והן בהתאם להוראות הסכם השותפות.

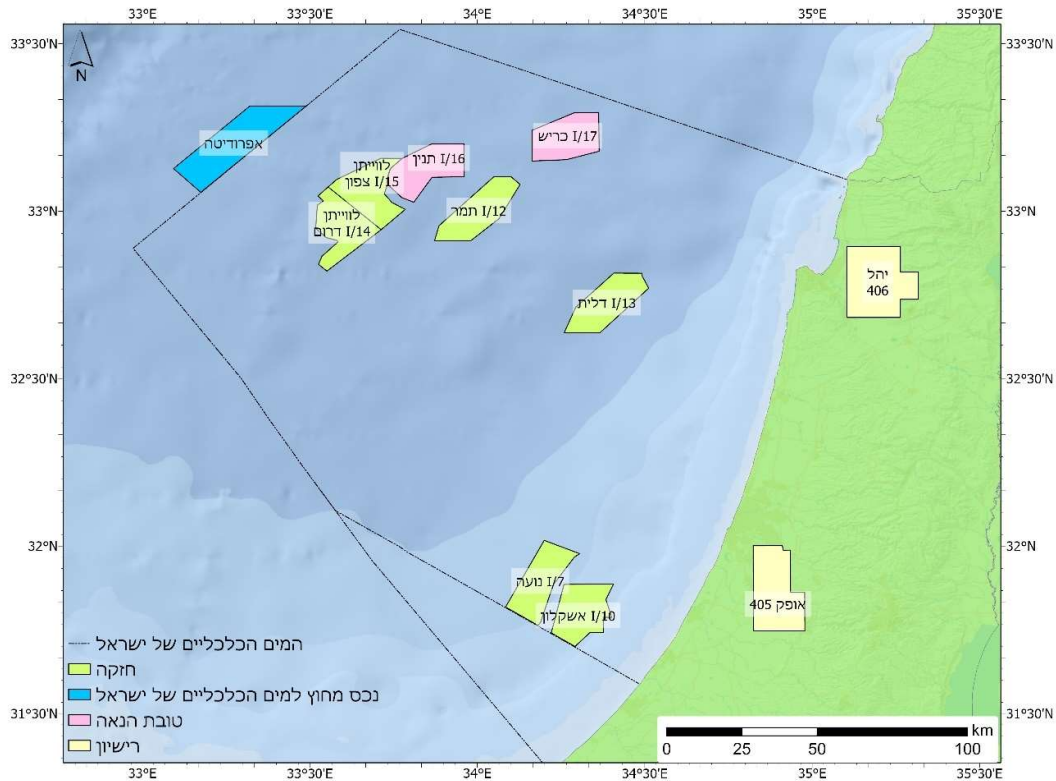
¹⁰ לפרטי התיקון מחדש מרץ 2019 ראו <https://mayafiles.tase.co.il/reports/1216001-1217000/E1216813.pdf> 30.6.2015 ונכון למועד אישור הדוח, טרם הוארך תוקפן. עוד יצוין כי, ביום 12.10.2020 פורסמה טיוטת תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השותפות בשותפות לחיפושי נפט) (תיקון), התשפ"א-2020 להערות הציבור. לפרטים נוספים בעניין זה ראו בסעיף 7.21.2 להלן.

¹¹ בכל הנכסים בהם מובאים נתוני הערכת כמויות עתודות ו/או משאבים, הנתונים הינם נכון ליום 31.12.2020.

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 (2U) של סך כמות המשאבים המנובאים ¹² (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					
-	28.8	13,087.6	-	21.1	9,580.9	-	-	-	לוויתן	45.34%	חזקה	חזקות לוויתן	לוויתן
-	-	-	-	-	-	379.2	-	390.2	לוויתן	45.34%	חזקה	חזקות לוויתן	לוויתן עמוק
-	13.6	10,481.2	-	-	-	-	-	-	תמר ו- תמר SW	22%	חזקה	חזקת תמר	תמר
-	-	-	-	-	270.7	-	-	267.6	דלית	22%	חזקה	חזקת דלית	דלית
-	-	-	-	7.6	3,476.7	-	1.9	912.6	אפרודיטה	30%	זכיון	בלוק 12	בלוק 12 בקפריסין

¹² המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר הסיכויים להימצאותם שונים.

להלן מפה הכוללת את נכסי הנפט של השותפות, נכון למועד אישור הדוח :



3. השקעות בהון השותפות ועסקאות ביחידות השתתפות

לפרטים אודות שינויים בהחזקות בעלי עניין בשותפות שנעשו בעקבות הצעת רכש חליפין מלאה שהציעה קבוצת דלק לרכישת מניות דלק אנרגיה, בתמורה, בין היתר, ליחידות השתתפות של השותפות, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 9.10.2018, 15.10.2018 ו-18.2.2019 (מס' אסמכתאות: 2018-01-090619, 2018-01-092839 ו-2018-01-015375, בהתאמה).

במהלך הרבעון הראשון לשנת 2020 מכרה קבוצת דלק יחידות השתתפות. לפרטים בדבר עסקאות אלו, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 15.3.2020, 25.3.2020 ו-29.3.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-021130, 2020-01-024864, 2020-01-029802, 2020-01-031272, בהתאמה).

4. חלוקת רווחים

4.1 בתקופה מיום 1.1.2019 ועד ליום 31.12.2020 הכריזה השותפות על חלוקות רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:

תאריך הכריזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל	דיווח מייד
13.8.2019	5.9.2019	0.12779 דולר	150 מיליון דולר	מס' אסמכתא: 2019-01-069840

תאריך הכרזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל	דיווח מיידי
17.11.2020	7.12.2020	0.05537 דולר	65 מיליון דולר	מס' אסמכתא : 2020-01-115519

4.1 לפרטים אודות הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: **"חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע"**) בנוגע לתשלום חבות המס החל על מחזיקי יחידות ההשתתפות, לרבות תשלומי האיוון, ראו סעיף 7.21.3 להלן.

4.2 נכון ליום 31.12.2020, לשותפות רווחים ראויים לחלוקה בסך של כ- 821 מיליוני דולר ארה"ב (להלן: **"דולר"**).

4.3 למעט מגבלות הקיימות בהסכמי מימון, כמפורט בסעיף 7.20 להלן, ומגבלות הנובעות מהוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, כמפורט בסעיף 7.21.3 להלן, לא קיימות במועד אישור הדוח מגבלות חיצוניות שעשויות להשפיע על יכולת השותפות לחלק רווחים בעתיד.

4.4 הוראות הסכם השותפות בעניין חלוקת רווחים והחלטות אסיפות כלליות בעניין

4.4.1 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.

4.4.2 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 ביצוע החלוקה השנייה 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.

4.4.3 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.

4.4.4 בהתאם להחלטת אסיפה של בעלי היחידות מיום 8.4.2010, תוקן הסכם השותפות, באופן המאפשר לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים, ככל שיידרש, 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.

4.4.5 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 לווייתן, בהתאם לתכנית העבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לווייתן, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפוש והערכה בחזקות לווייתן ובבלוק 12 המצוי במים הכלכליים של קפריסין, בהתאם לתכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים נכסי הנפט הנ"ל.

4.4.6 ביום 1.7.2018 התקיימה אסיפה של בעלי היחידות אשר בה הוחלט לאשר הימנעות מחלוקת רווחים (כמשמעותם בהסכם השותפות) לצורך השקעתם ברכישת זכויות בחברת EMG בלבד, וזאת על מנת לאפשר התקשרות עם EMG בקשר עם השימוש בצינור הגז הקיים בין ישראל למצרים והמתקנים שבבעלותה לצורך הזרמת גז טבעי בלבד. לפרטים ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 11.6.2018, 28.6.2018 ו- 1.7.2018 (מס' אסמכתאות: 2018-01-049728, 2018-01-062350 ו- 2018-01-063043, בהתאמה), אשר הפרטים בהם לעניין החלטה זו נכללים בזאת על דרך ההפניה. לפרטים אודות עסקת EMG (כהגדרתה להלן) ראו סעיף 7.25.6 להלן.

4.4.7 ביום 16.5.2019 התקיימה אסיפה של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, בין היתר, לאשר לשותף הכללי להימנע מחלוקת רווחים (כהגדרתם בסעיף 9.4 להסכם השותפות) לצורך השקעתם בחיפושי נפט ו/או גז והפקתם ברישיונות רועי¹³, אופק חדש ויהל חדש. לפרטים ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 31.3.2019 ו- 16.5.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-028755 ו- 2019-01-042057, בהתאמה), אשר הפרטים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה.

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 31.12.2020 וליום 31.12.2019,

¹³ נכון למועד אישור הדוח פעילות השותפות ברישיון רועי הופסקה, לפרטים נוספים ראו סעיף 7.9.1 להלן.

ראו דוחות על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

- 5.3 להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל, ראו חלק ראשון לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים

6.1 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. חוק משק הגז הטבעי מסדיר בעיקר את נושא ההולכה, החלוקה, השיווק והאחסון של גז טבעי ו/או גז טבעי נוזלי (גט"ן) בתחומי מדינת ישראל. בנוסף, חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע מסדיר, בין היתר, סוגיות מס, היטל רווחי נפט ותשלום תמלוגים למדינה. לפרטים נוספים אודות חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ראו סעיפים 7.23.3 (א) ו-7.23.3 (ד) להלן, בהתאמה.

6.2 הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז טבעי מושפעת במידה רבה ממחירי הנפט והגז בעולם, לרבות ממחירי ה-LNG, 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 ו/או את התשלומים בגין דמי שימוש בתשתיות קיימות. כמו כן, להיקף התשלומים למדינה השפעה מהותית על הכדאיות הכלכלית של השקעות בפרויקטי נפט וגז.

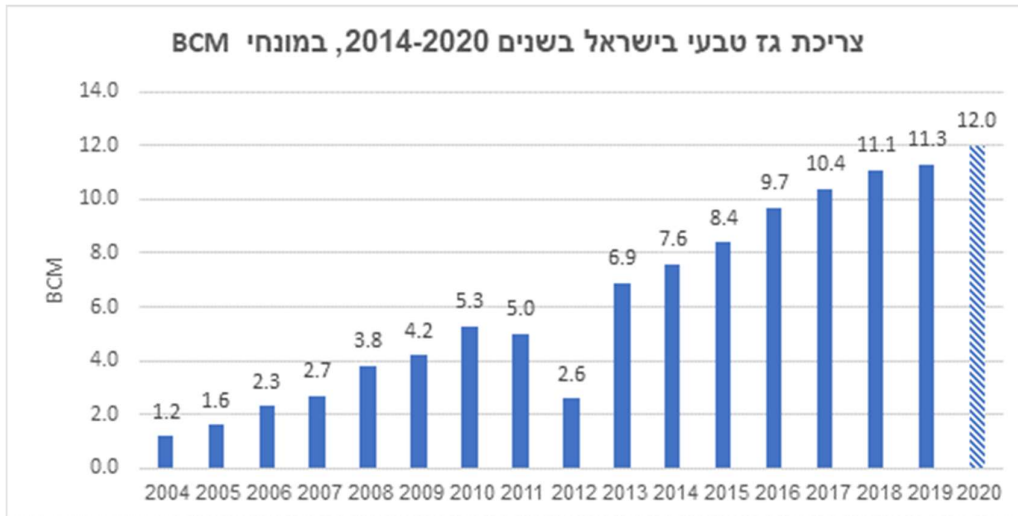
6.3 התפתחות משק הגז הטבעי בישראל החלה בשנים 1999-2000 עם גילוי מאגר נועה בחזקת נועה ומאגר מרי B בחזקת אשקלון. הצריכה הכוללת של גז טבעי בישראל עלתה במקביל להתקדמות בהקמתה של תשתית ההולכה של נת"ג¹⁴ וחיבורם של צרכנים (לרבות תחנות כח של חברת החשמל ותחנות כח פרטיות) למערך ההולכה ושל צרכנים קטנים יותר למערך החלוקה.

6.4 בשני העשורים האחרונים עובר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים (הכוללים בין היתר שינויים רגולטוריים, כלכליים, מסחריים וסביבתיים). תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב המרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה בישראל. במשאבי הגז הטבעי שהתגלו בישראל, יש כדי לספק את כל צרכי הגז של ישראל בעשורים הבאים ואת מרבית צרכי האנרגיה שלה, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים, וכן לאפשר ייצוא גז טבעי בכמויות מהותיות למדינות האזור ובראשן למצרים ולירדן.

6.5 בהתאם לנתוני משרד האנרגיה¹⁴, היקף השימוש בגז טבעי בישראל עלה מכ-7.6 BCM בשנת 2014 לכ-11.3 BCM בשנת 2019, כאשר בשנת 2020 הוא מוערך על-ידי השותפות בכ-12 BCM,

¹⁴ מקור הנתונים: משרד האנרגיה - רשות הגז הטבעי, סקירת התפתחויות במשק הגז הטבעי – סיכום לשנת 2019, https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng_2019/he/ng_2019.pdf

כמפורט בגרף שלהלן:



בשנת 2017 החל לראשונה ייצוא גז טבעי ממאגר תמר לירדן, בהיקף של כ- 0.07 BCM אשר גדל בשנים העוקבות לכ- 0.14 BCM בשנת 2018, לכ- 0.22 BCM בשנת 2019 ולכ- 0.23 BCM בשנת 2020. בנוסף, החל מחודש יולי 2020, החל ייצוא גז טבעי ממאגר תמר למצרים, אשר הסתכם בשנת 2020 בכ- 0.25 BCM.

6.6 ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן לשוק המקומי, ובימים 1.1.2020 ו- 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן לירדן ולמצרים, בהתאמה. בשנת 2020 סופק ממאגר לויתן גז טבעי לשוק המקומי בהיקף של כ- 3.5 BCM ולירדן ולמצרים בהיקף של כ- 1.9 BCM וכ- 1.9 BCM, בהתאמה.

6.7 להערכת השותפות, עד שנת 2040 צריכת הגז הטבעי בישראל צפויה להכפיל את עצמה, וזאת, בין היתר, בהינתן חיבורם של ספקי גז נוספים למערכת ההולכה הארצית, מדיניות הממשלה בדבר הגברת השימוש בגז טבעי לייצור חשמל והפסקה הדרגתית של ייצור החשמל באמצעות תחנות פחמיות מזהמות עד לסוף שנת 2025 באמצעות, בין היתר, סגירה של ארבע יחידות ייצור בתחנת הכוח הפחמית "אורות רבין" עד ליום 30.6.2022 והסבה של יתרת יחידות הייצור הפחמיות של חברת החשמל לשימוש בגז טבעי עד לסוף שנת 2025, הטמעת השימושים בגז טבעי דחוס בחלק מענפי התחבורה (כדוגמת מעבר של אוטובוסים ורכבים כבדים לשימוש בגז טבעי), הנגשת הגז הטבעי למפעלי תעשייה נוספים ברחבי הארץ, בין היתר, באמצעות תוכנית ממשלתית למתן תמיכות לחברות שקיבלו זיכיון ממשלתי להנחת צנרת חלוקה לצורך שידרוג מערכות החלוקה, הטמעת השימוש בגז טבעי במקטעים נוספים כגון, דיור, שירותים וכד', גידול אקסטרני בהיקף הביקושים לחשמל (בין היתר לאור כניסה מואצת של רכבים חשמליים, חשמול הרכבת, הקמת מתקנים נוספים להתפלת מי ים, ועוד), אשר בהתאם מגדיל את הביקוש לגז טבעי, פיתוח ומיצוי תעשיות המבוססות על גז טבעי כחומר גלם (כדוגמת התפתחות מפעלים פטרוכימיים שצורכים גז טבעי), והפעולות המדיניות שיינקטו לטובת הנושא, וכל זאת מעבר לגידול הטבעי בביקוש לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי עקב גידול באוכלוסייה ועלייה ברמת

החיים. יצוין כי, הגידול האמור לביקוש לגז טבעי צפוי להתמתן על רקע החלטת הממשלה בנושא "קידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל ותיקון החלטות ממשלה" מיום 25.10.2020. לפרטים ראו סעיף 7.23.5(ו) להלן. לעניין החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם והרפורמה בחברת החשמל ובמשק החשמל, ותוכנית שר האנרגיה להצלת ישראל מההשלכות הנובעות משימוש באנרגיה מזהמת ראו סעיפים 7.23.5(ד) ו- 7.23.5(ה) להלן, בהתאמה. לעניין צווים בקשר עם העלאת מס הבלו על פחם ועל גז טבעי דחוס (CNG), ראו סעיף 7.23.5(ח) להלן.

6.8 פעילות נוספת של השותפות מתבצעת בקפריסין - לתיאור הסביבה הכללית והתחרות בשוק בקפריסין, ראו סעיף 7.14.4(ב) להלן.

6.9 התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות

בסוף שנת 2019 ובמהלך הרבעון הראשון לשנת 2020 החל להתפשט בסין ולאחר מכן ברחבי העולם, נגיף הקורונה (Covid-19), אשר בחודש מרץ 2020 הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן: "משבר הקורונה").

במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020 נרשמו בשווקים הבינלאומיים ירידות חדות ביותר במחירי הנפט והגז הטבעי, אותן ניתן להערכת השותפות לייחס למשבר הקורונה, כמו גם לסיבות וגורמים נוספים המשפיעים על הביקוש וההיצע של מוצרי אנרגיה. עם זאת, לקראת סוף שנת 2020 ובמהלך החודשים הראשונים לשנת 2021 חלה התאוששות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם, לרבות במחירי הנפט וה-LNG.

כמו כן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020, ובעיקר במהלך הרבעון השני, נרשמה בשוק המקומי סטגנציה בביקושים לגז טבעי לעומת התקופה המקבילה אשתקד וזאת בעיקר בשל השפעות משבר הקורונה על היקף הביקושים לחשמל בשווקים אלו, כתוצאה מסגרים ומהגבלות על הפעילות הכלכלית. יצוין כי, על אף הימשכות משבר הקורונה, נרשמה עלייה בביקושים לגז טבעי במחצית השניה לשנת 2020 לעומת התקופה המקבילה אשתקד.

נכון למועד אישור הדוח, קיים קושי לאמוד כיצד ימשיך ויתפתח משבר הקורונה בשנים הבאות, מה יהיה היקף השפעתו על הכלכלה העולמית ומה תהיה השפעתו על הביקושים והמכירות מהמאגרים לוותן ותמר בשנים הקרובות. בנסיבות אלו, משבר הקורונה מהווה סיכון מאקרו כלכלי גלובאלי המייצר אי ודאות באשר לפעילות הכלכלית העתידית בעולם ולהשפעות הצפויות על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה ועלול לגרום לפגיעה בענפים רבים ובכלל זה בתחום האנרגיה בו פועלת השותפות. לפרטים נוספים בעניין זה ראו בפסקה "גורמים המשפיעים על המחיר והביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים" בסעיף 7.1.3(ב) להלן.

כחלק מאסטרטגיית ההתמודדות עם משבר הקורונה, פעלו שותפי תמר, שותפי לוותן ושותפי בלוק 12 בקפריסין, להתייעלות ולקישון בתקציבי התפעול לשנת 2020 ולדחיית תקציבי השקעות מתוכננות לשנים מאוחרות יותר, ובהתאם אישרו השותפים בפרויקטים הנ"ל תקציבים מעודכנים לשנת 2020, כך שהקישון הכולל בפועל הסתכם לסך של כ-170 מיליון דולר (במונחי 100%, חלק השותפות כ-56 מיליון דולר). השותפות ממשיכה ופועלת, יחד עם יתר שותפיה בפרויקטים הנ"ל, להרחבת תוכניות ההתייעלות אף בשנים הבאות.

כמו כן, בעקבות התפשטות משבר הקורונה, מדינות רבות, בכללן ישראל, נוקטות בצעדים קיצוניים בניסיון למנוע את התפשטות הנגיף, כגון הגבלות על תנועת אזרחים והתכנסויות, הגבלות תחבורתיות על נוסעים וסחורות, סגירת גבולות בין מדינות, וכיוצא באלה. מעבר להשפעתם השלילית של צעדים אלו על הצמיחה הכלכלית המקומית והעולמית, למגבלות ולפעולות בהן נוקטות וינקטו ישראל ומדינות אחרות להתמודדות עם משבר הקורונה עלולה להיות השפעה שלילית מהותית על תכניות העבודה של השותפות. כתוצאה מצעדים אלו, עשויים להיגרם עיכובים בכניסת מומחים זרים וכן באספקת ציוד ייעודי לתוך מדינת ישראל, עקב מגבלות החלות על תנועת אזרחים בין אתרים ומדינות וכן מגבלות על ייצור או שינוע החלות במדינות השונות, דבר שעלול, בין היתר, לשבש את פעילות ההפקה הסדירה, את תכניות העבודה של המפעילה ואף להשית עלויות נוספות בלתי צפויות. בקשר לכך, יצוין כי נובל, המפעילה בפרויקטים תמר ולויתן, בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט ומשרד הבריאות, גיבשה תכנית פעולה להתמודדות עם משבר הקורונה, בין היתר, במגמה להבטיח, ככל שניתן, שכוח העבודה של המפעילה יוכל להגיע למתקני הפרויקטים בים וביבשה ולהמשיך בביצוע פעולות חיוניות במתקנים האמורים. נכון למועד אישור הדוח, משבר הקורונה לא הביא לפגיעה מהותית במערך התפעול בפרויקטים תמר ולויתן. עם זאת, מאחר שקיימת אי ודאות לגבי אופן התפתחות משבר הקורונה קיים סיכון כי על אף צעדי המניעה הננקטים על ידי השותפים בפרויקטים ייפגע תפעול המאגרים.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר ההשלכות האפשרויות של נגיף הקורונה מהות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). מידע זה מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותפות נכון למועד דיווח זה ומתבסס על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה והנחיות הרשויות הרלוונטיות ואשר התממשותם אינה וודאית, כולה או חלקה, ואינה בשליטת השותפות.

6.10 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה הינם:

6.10.1 תנודות ברכיבי הצמדה בנוסחאות מחירי הגז הטבעי

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקטי תמר ולויתן מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent), הצמדה לתעריף ייצור החשמל כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל (להלן: "תעריף ייצור החשמל"), הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) וכן הצמדה לשער החליפין שקל/דולר (להלן ביחד: "רכיבי ההצמדה")¹⁵. יצוין כי, הסכמי מכירת הגז הטבעי כוללים בחלקם מחיר רצפה, ובחלקם מחיר קבוע, ולפיכך החשיפה של השותפות לתנודות ברכיבי ההצמדה בהסכמים אלו מגודרת ברף תחתון.

שינוי בכל אחד מרכיבי ההצמדה הנ"ל עלול להשפיע על הכדאיות 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.

¹⁵ יצוין כי נוסף להשפעת השינויים במחיר חבית מסוג ברנט (Brent), עסקי השותפות מושפעים בעקיפין גם ממחירי הגז הטבעי ומוצרי אנרגיה חליפיים אחרים שנקבעים בשווקים הבינלאומיים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.1.3 להלן.

לפרטים אודות ניתוחי רגישות שבוצעו על-ידי השותפות לרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי ותעריף ייצור החשמל), ראו סעיף 7.3.11(א)5 להלן.

6.10.2

רגולציה

חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, כפופים לרגולציה במדינות שבשטחן 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. בעקבות תגליות הגז שנתגלו על-ידי השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים במימיה הכלכליים של מדינת ישראל, חל גידול משמעותי בהיקף הרגולציה בתחום האנרגיה בישראל בכלל ובקשר לתגליות הגז הטבעי בפרט, ובכלל זאת: חקיקת חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, החלטות הממשלה בדבר אימוץ המלצות הוועדות לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי (להלן ביחד: "**החלטת הממשלה בעניין ייצוא**"), הכרזת הממונה על התחרות (להלן: "**הממונה על התחרות**") על השותפות ביחד עם יתר שותפי תמר כבעלי מונופולין באספקת גז טבעי לישראל, פרסום הנחיות שונות על-ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה (להלן: "**הממונה על ענייני הנפט**") (להרחבה ראו סעיף 7.23.4 להלן), החלטת הממשלה בעניין מתווה הגז כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)6 להלן, תכנית מתאר ארצית בענין קבלה וטיפול בגז טבעי וכיו"ב (להלן: "**תמ"א 37/ח**"), והנחיות אופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר לזכויות נפט בים, כמפורט בסעיף 7.23.4(ב) להלן.

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

6.10.3

תנאי ביקוש והיצע

לפרטים בדבר הביקוש וההיצע בשווקים הבינלאומיים ובשוק המקומי, ראו בסעיפים 7.1.3(ב) ו- 7.12.2(ב)2 להלן.

7.

תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות

7.1

מידע כללי על תחום הפעילות7.1.1 מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות ניכר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על הסביבה ועל כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קרובות פעולות החיפוש, ובכלל זה קידוחי הניסיון וההערכה, אינן משיגות תוצאות חיוביות ואינן מביאות להכנסות כלשהן ועלולות להוביל לאובדן רוב ההשקעה או כולה בזמן קצר יחסית.

פעולות חיפוש, 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 7.25.7 להלן).

תהליך חיפוש, 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 (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 (ככל שממצאי הקידוח מצדיקים זאת).
- (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 הערכה (Appraisal), וזאת לצורך גיבוש אומדן טוב 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 החלטת השקעה סופית (FID).
- (יב) בפרויקטים לפיתוח ממצאי גז טבעי נדרשת, מעבר להיתכנות הנדסית, גם חתימה על הסכמי אספקה מחייבים לטווח ארוך בכמויות ובמחירים מתאימים עם לקוחות בעלי יכולת פיננסית המאפשרת גיוס מימון פרויקטאלי.
- (יג) פיתוח 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 (Depleted), ולאחר שקילת פרמטרים טכניים, כלכליים ורגולטוריים שונים – איטום הבארות, נטישת המתקנים ושטח החזקה, בהתאם לתקינה המקומית המקובלת.

עקב המאפיינים והנתונים השונים של כל פרויקט ופרויקט, השלבים המפורטים לעיל אינם בהכרח ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש, הפיתוח, ההפקה והנטישה 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, לרבות לצורך הקמת הרכיבים המשמשים להולכת ו/או הובלת הגז הטבעי המיועד לייצוא לשוק האזורי או הבינלאומי, לרוב משמעותיות לאין שיעור ביחס לאלו 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 על-פי רוב מהיכולת לשווקו ליעד אטרקטיבי ומובטח לאורך שנים, וזאת בשל העובדה כי הגז הטבעי, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם וכן שינועו לשווקי היעד עשוי להיות מורכב וכרוך בהנזלה או דחיסה. 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, בקלות שינויים מהותיים בתנאי השוק והאסדרה, למאגרים מסחריים, וכן להיפך.

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

7.1.3 התפתחויות בשווקים או שינויים במאפייני לקוחות
(א) נכון למועד אישור הדוח, מוכרת השותפות גז טבעי מפרויקטי תמר ולוויתן ללקוחות שונים במשק המקומי והאזורי, כשהעיקריים שבהם הם חברת החשמל, NEPCO בירדן ודולפינוס במצרים. לתיאור הסכמי השותפות עם לקוחותיה, ראו סעיפים 7.11.4 ו- 7.11.5 להלן. בנוסף, מוכרת השותפות

קונדנסט, כמפורט בסעיף 7.11.6 להלן.

בד בבד, ולאור היקף המשאבים המשמעותי שהתגלה לחופי מדינת ישראל, בעיקר במאגרי הגז הטבעי תמר ולוויתן, פועלת השותפות לאיתור שווקים ולקוחות נוספים בשוק המקומי וכן במדינות שכנות ו/או בשווקים באירופה ובאסיה, בכפוף למגבלות על ייצוא גז, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג) להלן. כן מקדמת השותפות שימוש בתשתיות קיימות ו/או אשר יהיו קיימות בעתיד הנראה לעין ו/או שייבנו במיוחד לצורך ייצוא גז טבעי, לרבות דרכים נוספות לייצוא הגז הטבעי, לרבות בדרך של הנזלתו (LNG) ו/או דחיסתו (CNG). לפרטים נוספים בעניין זה ראו סעיפים 7.11.5 ו- 7.12.2(ב) להלן.

(ב) גורמים המשפיעים על המחיר והביקושים לגז טבעי ומוצרי אנרגיה אחרים

הביקוש לאנרגיה בכלל ולגז טבעי בפרט תלוי במספר גורמים עיקריים, ובהם מחירי האנרגיה, קצב גידול התמ"ג (תוצר מקומי גולמי), קצב גידול האוכלוסייה, רמת החיים, תנאי מזג האוויר, ורמת ההתייעלות האנרגטית של צרכני חשמל וגז.

כמו כן, עשויה מדיניות משרד האנרגיה להשפיע על נתח השוק של הגז הטבעי בתמהיל מקורות ייצור החשמל במשק הישראלי, וזאת באמצעות, בין היתר, עידוד התפתחות של מקורות אנרגיה חלופיים לגז הטבעי, כגון אנרגיות מתחדשות; אמצעים לאגירת אנרגיה; קצב כניסת כלי תחבורה חשמליים; קצב חיבור מפעלים למערכת הגז הטבעי; הקמת תחנות כוח חדשות המונעות בגז טבעי וקצב ההסבה של תחנות כוח פחמיות לשימוש בגז טבעי.

מחירי האנרגיה בשווקים הבינלאומיים, לרבות מחירי הגז הטבעי והגז הטבעי הנוזלי (להלן: "גז" או "LNG"), אנרגיות מתחדשות, הנפט והפחם, עשויים להשפיע אף הם על היקף מכירות הגז הטבעי של השותפות ומחירי המכירה של הגז הטבעי, הן תחת הסכמים קיימים והן תחת הסכמים עתידיים, כדוגמת הסכמי מכירת גז טבעי למתקני הנזלה ו/או הסכמי מכירת LNG, ובכך להשפיע על הכדאיות הכלכלית של קידום פרויקטים חדשים התלויים בשוק ה-LNG או הרחבת פרויקטים קיימים. נוסף לכך, מחירי LNG נמוכים בשווקים הבינלאומיים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי המופק בישראל בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגרי תמר ולוויתן. כך, מחירי LNG גבוהים מצמצמים את ייבוא ה-LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, וכן מגדילים את הדרישה לגז טבעי המופק בישראל.

בשנים האחרונות חל גידול משמעותי ביכולת הייצור של LNG, וזאת בין היתר, עקב הפעלת מתקני הנזלה חדשים או הגדלת מתקנים קיימים, כגון מתקני הנזלה בארה"ב, בקטאר, ברוסיה (בחוץ הארקטי) ובאוסטרליה. ואולם, בצד הביקוש חלה האטה משמעותית, בין היתר, כתוצאה ממשבר הקורונה ומהצטברות מלאי גז טבעי במתקני אחסון גז טבעי (Storage).

Facilities). עודף ההיצע על הביקוש כאמור, גרם בשנים אלה לירידה במחירי ה-LNG והגז הטבעי בשוקי ה-Spot באירופה ובאסיה, בהם התפתחו מחירי גז טבעי עצמאיים המנותקים ממחיר הנפט, ושאליהם הופנו עודפי ה-LNG.

במהלך שנת 2020 נרשמו תנודות חדות במחירי הנפט והגז הטבעי בשווקים הבינלאומיים. להערכת השותפות, יש לייחס תנודתיות מחירים זו לשילוב של מספר גורמים, ובכלל זאת: (א) גידול בהיצע וירידת הביקוש לגז טבעי (לרבות LNG), בין היתר, עקב כניסת מתקני הנזלה חדשים ותנאי מזג האוויר, כמפורט לעיל; (ב) ירידה משמעותית בביקושים למוצרי אנרגיה עקב התפשטות משבר הקורונה, כמפורט בסעיף 6.9 לעיל; (ג) גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים, כגון תכניות הרחבה כמותיות, תנודות בשערי חליפין גלובליים וכיו"ב; ו- (ד) מלחמת הסחר בין ארה"ב לבין סין והעדר הסכמה, בין המדינות המפיקות נפט להנהיג מגבלות מתואמות על היקפי הפקת הנפט בעולם על מנת לאזן ולהעלות את מחיר הנפט.

יצוין כי, ירידת המחירים האמורה ועודפי ההיצע של ה-LNG בעולם הובילו את חברת החשמל לרכישת מספר מטעני LNG בשנת 2020, זאת על חשבון רכישת גז טבעי מהמאגרים תמר ולוויתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.14.2 להלן.

לפרטים נוספים אודות פרויקטים של השותפות להגדלת הביקושים לגז טבעי, ראו סעיף 7.27.7 להלן.

נכון למועד אישור הדוח, נרשמה התאוששות במחירי האנרגיה בשווקים הבינלאומיים וחזרה לרמות מחירים דומות לאלו שהיו לפני התפרצות משבר הקורונה.

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. השותפות והמפעילות בפרויקטים השונים שבהם שותפה השותפות חותרות ליישם טכנולוגיות מיטיביות בכל מקטעי הפעילות. כך לדוגמה, עד שנת 2020 הושקעו משאבים ניכרים בעיבוד מחדש של סקרים סייסמיים באמצעות טכנולוגיות חדשניות, בכדי לטייב את בסיס הנתונים, לעדכן את מפות המאגרים ואת

הערכת הפרמטרים המאפיינים אותם, וכך בהתאם לעדכן את היקף המשאבים בהם. בנוסף, שימש העיבוד מחדש בכדי להגדיר פרוספקטים עמוקים חדשים. כמו כן, יושמו, ככל הניתן, הן בפרויקט תמר והן בפרויקט לויתן טכנולוגיות המוגדרות מיטביות (Best Available Technologies) בכדי לייעל את מערך ההפקה, להגביר את הבטיחות במתקנים ולצמצם את השפעתם על הסביבה.

שינויים טכנולוגיים במקטע ההפקה והשיווק של הגז הטבעי, כגון טכנולוגיות חדשות ויעילות יותר להפיכת גז טבעי לגז טבעי באמצעות מתקן יבשתי או ימי (FLNG), או 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, דוגמת סקרים סייסמיים 3D ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים לאיתור והכנת פרוספקטים לקדיחה, לשיפור הערכת תוצאות הקידוחים, וכן לצורך גיבוש תוכנית פיתוח.
- (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 הנדסיים, גיאולוגיים, פיננסיים ומסחריים לניהול פרויקטי חיפושים, פיתוח והפקה בהיקפים כספיים ניכרים, 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 וברשיונות 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 הזיכיון, כמתואר בסעיף 7.4.3(י) להלן), 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 של מיליארדי דולרים,

והמאופיינות ברמת סיכון גבוהה יחסית, הכרוכות בביצוע פעולות החיפוש, 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, הסכם הזיכיון בקפריסין והוראות הדין בדבר נטישת קידוחי נפט וגז ימיים.

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.

תחליפים למוצרי תחום הפעילות

7.1.8

גז טבעי משמש בעיקר לייצור חשמל ונמכר בישראל ובאיזור 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, לרבות אנרגיה מתחדשת שעשויה להיות מופקת מעבר לביקוש בשוק ותאוחסן במתקני אגירה, לטובת שימוש בזמן בו מקור האנרגיה אינו זמין (לדוגמא שעות הלילה בהן לא ניתן להפיק אנרגיה ממקורות סולאריים). לכל אחד מהדלקים החליפיים האמורים ולשיטות הפקת האנרגיה החלופיות יתרונות וחסרונות והם כפופים לתנודתיות מחירים, זמינות, אילוצים טכניים, זמינות קרקעות ועוד. המעבר משימוש בסוג אנרגיה אחד לסוג אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של גז טבעי לעומת פחם ודלקים פוסיליים 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. לפרטים אודות הודעת שר האנרגיה לעניין הקדמת המועד להפסקת השימוש בפחם במדינת ישראל לשנת 2025 חלף שנת 2030 ולעניין עדכון ליעד הביניים לייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות אשר יעמוד על 20% עד לסוף שנת 2025, ראו סעיפים 7.23.5(ד) ו- 7.23.5(ה) להלן, בהתאמה.

מבנה התחרות בתחום הפעילות

7.1.9

לפרטים ראו סעיף 7.14 להלן.

להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות:

7.2 פרויקט לויתן

7.2.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	לויתן צפון לויתן 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 לציון 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:	- השותפות (45.34%) - נובל (39.66%) - רציו חיפושי נפט (1992) – שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") (15%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי ברציו, רציו חיפושי נפט בע"מ, הינו חברה בבעלות ד.ל.י. בע"מ (להלן: "ד.ל.י.") (34%), חירם לנדאו בע"מ (להלן: "חירם") (34%), איתן איזנברג בע"מ (להלן: "איזנברג") (8.5%), אייל צפירי (4.3%), עידו פורת (1.4%), אשר פורת (1.4%), דניאל סולדין (1.4%) ועו"ד בעז בן צור ועו"ד רובי בכר בנאמנות עבור מר שלומי שוקרון (15%). ד.ל.י. הנה חברה פרטית, בבעלות יאיר רוטלוי 1/3 וליגד רוטלוי 2/3. חירם הנה חברה פרטית, שמניותיה מוחזקות בידי מנהלי עזבון המנוח ישעיהו לנדאו (מר לנדאו ז"ל הוריש את מניותיו בחירם לילדיו יגאל לנדאו, יובל לנדאו ושלומית לנדאו, בחלקים שווים). איזנברג הנה חברה פרטית בשליטת איתן איזנברג.¹⁶

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 מחזיקה באופן ישיר ב- 45.34% בכל אחת מחזקות לויתן
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 37.63% לאחר החזר ההשקעה – 35.37%
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- 1,634,168 אלפי דולר ¹⁷

¹⁶ נכון למועד אישור הדוח, החזקותיהם של כלל בעלי הענין ברציו (למעט החזקות מוסדיים, קרנות נאמנות וקופות גמל) קטנות מ- 22%.

¹⁷ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בחזקות לויתן לאחר המיזוג, קרי 45.34%, ואינן כוללות את עלויות הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)3. א. להלן, עלויות בגין דמי השתתפות לויתן (כהגדרתם בסעיף 7.25.6(ג) להלן), ועלויות הרחבה נוספת של יכולת הזרמת הגז למצרים באמצעות הקמת המקטע המשולב (כמפורט בסעיף 7.23.5(ד) וצינור EMG (כמפורט בסעיף 7.25.5(א)).

7.2.2

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 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 ולחפיק 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.

ייצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה על ענייני הנפט באישור שר האנרגיה (להלן בסעיף זה: "אישור הייצוא"), בהתאם להחלטת הממשלה כמפורט בסעיף 7.23.1(ג) להלן. יצוין, כי לא יתאפשר ייצוא בפועל אלא אם לאחר ביצוע תוכנית הפיתוח תעמוד לרשות המשק המקומי כמות של 500 BCM בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה האמורה. כמו כן, לא יתאפשר ייצוא 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 לויתן 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 לייצוא 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 (כ-BCM 12 לשנה) לשעה משטחי חזקות לויתן 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 (1) לעיל.
3. הממונה על ענייני הנפט רשאי לדרוש מבעל החזקה, אם ראה צורך בכך בשל נסיבות מיוחדות, להוסיף למערכת ההפקה ומערכת ההולכה מתקנים 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 יימצא 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 לווייתן.

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 לווייתן 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 וכיוצא"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) חברות 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.

(י) תוכנית הפיתוח

1. בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לווייתן.

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.

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, למנוע 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 7.2.2(יד) להלן) או חלק ממנה חולטה, ובעל החזקה לא השלים את סכום הערבות כנדרש לפי הוראות שטר החזקה.

(יג) תוכנית פירוק

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 יגיש 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 ייתן בטוחה או יפקיד ל"קרן נטישה", במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי שיורה 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.

(יד) ערבונות¹⁸

1. לצורך הבטחת מילוי הוראות שטר החזקה וכל אישור שייתן הממונה על ענייני הנפט לפי שטר החזקה (להלן בסעיף 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 (ובסה"כ 100 מיליון דולר, כאשר חלקה של השותפות עומד על כ- 45 מיליון דולר) בהתאם ללוחות זמנים שנקבעו מראש (להלן בסעיף זה: "**הערבות**"). נכון למועד אישור הדוח, המציא כל אחד מבעלי חזקות לווייתן את חלקו בערבות האמורה.
2. 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.
3. 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 עיצומים כספיים אם יוטלו על בעל החזקה לפי כל דין.
4. 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.

¹⁸ ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לווייתן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

ג. לעניין חזקת לוויתן צפון בלבד - בעל החזקה הפר תנאי שקבע הממונה על ענייני הנפט בקשר לנטישה של קידוח "לוויתן 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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.

8. 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; תנאים להפעלת המתקנים 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.

7.2.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט לווייתן

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות לווייתן כמפורט בסעיף 7.2.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בפרויקט לווייתן.

7.2.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט לווייתן

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט לווייתן מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בפרויקט האמור:

חזקות לווייתן			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ²⁰
2018 ²¹	סיום קדיחת קידוחי לווייתן 3 ולווייתן 7, והשלמת קידוחי לווייתן 3, 4, 5, ו-22. המשך שלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף	כ- 1,521,955	כ- 690,054

¹⁹ הסכומים לשנים 2018-2020 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

²⁰ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בחזקות לווייתן לאחר המיזוג, קרי 45.34%.

²¹ העלויות המפורטות בשנת 2018 אינן כוללות עדכון תקציב (קישור) בסך של כ-211 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ- 96 אלפי דולר), עלויות נטישה של המאגר לרבות הוצאות בגין, עלויות ביטוח והנהלה וכלליות, ועלויות בגין הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן, כמפורט בסעיף 12.2.7(ב)3. א להלן.

²² התקציב האמור כלול בתקציב הכולל של פיתוח שלב 1א' כמתואר בסעיף 7.2.5(א)3 להלן.

7.2.5(א)3 להלן.		
כ- 11	כ- 25	- קיום פעולות ניטור באזור קידוח "לוויתן 2" בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. - המשך פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסמיים, בין היתר, בקשר עם קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לווייתן. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים.
כ- 1,180	כ- 2,603	
כ- 462,545	כ- 1,020,169	- השלמת שלב א' לפיתוח מאגר לווייתן ותחילת הזרמת גז ממנו. - סיום פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסמיים ותחילת עבודת פיענוח התוצאות, בין היתר, בקשר עם קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לווייתן. - בחינת חלופות שונות לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה, לרבות FLNG, בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת שירותי הנדסה לביצוע FEED ותכנון הנדסי. - קיום פעולות ניטור באזור קידוח "לוויתן 2" במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. נכון למועד אישור הדוח, נראה שאטימת הקידוח בשנת 2012 אפקטיבית, שאין עדויות לשפיעה ממנו, ושהסביבה משתקמת באופן הדרגתי ורציף. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים.
כ- 949	כ- 2,093	
כ- 608	כ- 1,341	
כ- 98	כ- 220	
כ- 43,015	כ- 94,872	- עלויות בקשר עם סיום שלב א' לפיתוח מאגר לווייתן, ובכלל זה קידום הרצת כלל המערכות בפלטפורמה (לרבות ה-Turbo Expanders²⁶), וסיום בניית מערך הקונדנסט היבשתי, לרבות השלמת אתר חגית. - תחילת הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים.²⁷ - בחינת חלופות שונות לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת שירותי הנדסה לביצוע
כ- 930	כ- 2,052	

²³ העלויות המפורטות בשנת 2019 אינן כוללות עלויות נטישה שמיוחסות לנכס בספרים, עלויות ביטוח והנהלה וכלליות, עלויות בגין הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)3.א להלן, עלויות בגין דמי השתתפות לווייתן (כהגדרתם בסעיף 7.25.6(ג) להלן) ועלויות בקשר עם עסקת EMG.

²⁴ העלויות והפעולות המפורטות בשנת 2020 אינן כוללות עלויות בהן נשאה השותפות בקשר עם הרחבת יכולת הזרמת הגז למצרים באמצעות צינור EMG בסך של כ-38.7 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ-17.5 מיליון דולר).

²⁵ התקציבים המפורטים בשנת 2020 אינם כוללים עלויות בקשר עם הקמת המקטע המשולב (כהגדרתו בסעיף 7.23.3(ח)1 להלן), המשך הרחבת יכולת ההזרמה למצרים וכן עלויות נטישה של המאגר, לרבות ההוצאות בגין עלויות ביטוח הנהלה וכלליות.

²⁶ לפרטים אודות Turbo Expanders, אשר נועדו לאפשר הגדלה של כושר הזרמת הגז מפרויקט לווייתן למערכת ההולכת של נת"ז, ראו סעיף 7.2.5(ב) להלן.

²⁷ במהלך חודש נובמבר 2020 התקיימו עבודות תחזוקה באסדת לווייתן במשך חמישה ימים בהם הופסקה הזרמת הגז מאסדת לווייתן.

FEED ותכנון הנדסי.		
כ- 7	כ- 15	• בחינת חלופות וביצוע FEED להגדלה נוספת של יכולת ההזרמה במערכת EMG, לרבות התקנת מדחש שני. • קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לוויתן 2", במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. • המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו. • קידום גיבוש פרוספקט למטרות העמוקות בחזקות לווייתן ובחינת כדאיות לביצוע סקר סייסימי נוסף לצורך טיוב הידע הקיים, וזאת בכדי לבסס קבלת החלטת קידוח ניסיון למטרות החדשות.
כ- 45	כ- 99	
כ- 22,171	כ- 48,900	• המשך הפקה ממאגר לווייתן, תפעול ותחזוקה שוטפים. • השלמת הרצת כלל המערכות בפלטפורמה (לרבות ה- Turbo Expanders). שיפור מערך ההפקה, הוספת מערכות סביבתיות בהתאם לדרישות רגולטוריות, שדרוג מערך השסתומים, שדרוג מערכת הטיפול בשפכים סניטריים, בהתאם לדרישות רגולטוריות. • הפעלת מערך הקונדנסט היבשתי, לרבות השלמת אתר חגית. • גיבוש פרוספקט למטרות העמוקות בחזקות לווייתן. בהקשר זה יצויין כי, השותפות בוחנת את האפשרות לצירוף שותף אסטרטגי בעל ידע וניסיון רלוונטיים באיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש שזוהו בשטח החזקה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבונטי). • המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו. • בחינת פיתוח שלב ב' לפיתוח מאגר לווייתן ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו.
כ- 9,431	כ- 20,800	

²⁸ העלויות והפעולות המפורטות בשנים 2021 ו-2022 אינן כוללות עלויות מתוכננות של השותפות בקשר עם הרחבה נוספת של יכולת הזרמת הגז למצרים באמצעות הקמת המקטע המשולב (כהגדרתו בסעיף 7.23.5 (ד) להלן) וצינור EMG (כהגדרתו בסעיף 5.25.7 (א) להלן) בסך של כ- 92.5 מיליון דולר וכ- 27.5 מיליון דולר, בהתאמה (100%, חלק השותפות כ- 42 מיליון דולר וכ- 12.5 מיליון דולר, בהתאמה).

1,700 - כ	3,750 - כ	גיבוי חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות באמצעות מתקן הנזלה צף - FLNG), בין היתר, באמצעות התקשרות לקבלת	
4,761 - כ	10,500 - כ	- שירותי הנדסה לביצוע FEED ותכנון הנדסי מפורט. - קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לויותן 2" במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. - בחינת חלופות לייצוא קונדנסט, ביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט, היערכות לרכש ולביצוע.	
		- המשך הפקת ממאגר לויותן, תפעול ותחזוקה שוטפים. - המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת לויותן, ושיפור מערכות סביבתיות, בהתאם לדרישות רגולטוריות, - גיבוי פרוספקט למטרות העמוקות בחזקת לויותן. בהקשר זה יצוין כי, השותפות בוחנת את האפשרות לצירוף שותף אסטרטגי בעל ידע וניסיון רלוונטיים באיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש שזוהו בשטח החזקה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבונטי). - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרש. - המשך בחינת פיתוח שלב 1' לפיתוח מאגר לויותן ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרש. - קיום פעולות ניטור בסביבת קידוח "לויותן 2" במטרה לוודא את המשך השתקמות הסביבה. - קידום חלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות ביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע. - גיבוי ופיתוח החלופה שנבחרה ליצוא קונדנסט. ביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט, ביצוע רכש והערכות לביצוע.	2022
15,869 - כ	35,000 - כ		
		- המשך הפקת ממאגר לויותן, תפעול ותחזוקה שוטפים. - גיבוי פרוספקט למטרות העמוקות בחזקת לויותן. בהקשר זה יצוין כי, השותפות בוחנת את האפשרות לצירוף שותף אסטרטגי בעל ידע וניסיון רלוונטיים באיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרות החיפוש שזוהו בשטח החזקה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבונטי). - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים	2023 ואילך

		וההפקה, ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספות, ככל שיידרשו.	
כ- 11,108	כ- 24,500	- המשך בחינת פיתוח שלב 1' לפיתוח מאגר לווייתן ו/או חלופות פיתוח נוספות, ככל שיידרשו. - המשך קידום החלופה לייצוא גז טבעי באמצעות צנרת תת-ימית ו/או הנזלה (לרבות FLNG), בין היתר, באמצעות המשך תכנון הנדסי מפורט והקמת המתקנים. - השלמת פיתוח החלופה ליצוא קונדנסט והפעלתה.	

תכנית לפיתוח מאגר לווייתן

7.2.5

ביום 2.6.2016 אושרה תוכנית פיתוח שדה לווייתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט. במכתב האישור ציין הממונה על ענייני הנפט כי על-פי חוות דעת של חברה בינלאומית שניתנה למשרדו, כמות הגז הטבעי הכוללת המשוערת אשר ניתנת להפקה (recoverable), בהתבסס על תוכנית הפיתוח שהוגשה, הינה כ- 17.6 TCF. כן ציין הממונה על ענייני הנפט, כי עם קבלת נתונים נוספים אודות המאגר, בפרט מקידוח לווייתן-5, וכן עם קבלת נתונים שיתקבלו במהלך ההפקה מהשדה, הכמות הניתנת להפקה תעודכן, בין היתר, לצורך חישובי אישורי ייצוא, ככל שיידרש. יצוין כי המפעילה בפרויקט לווייתן העבירה ומעבירה לממונה על ענייני הנפט מסד נתונים מלא, המתעדכן מעת לעת, הכולל, בין היתר, נתוני קידוחים והשלמות של לווייתן 3, 4, 5 ו-7, תוצרי העיבוד מחדש של הסקרים הסייסמיים, מודלים גיאולוגיים ומודלי זרימה מעודכנים ונתוני הפקה. יצוין כי, הערכת המשאבים בחוות הדעת האמורה שונה מהותית מהערכת המשאבים שניתנה לשותפי לווייתן על-ידי NSAI, כמפורט בסעיף 7.2.10 להלן. נכון למועד אישור הדוח, ממשיכה השותפות ביחד עם יתר שותפי לווייתן, לקיים דיונים עם משרד האנרגיה בנוגע לאפשרות עדכון הערכת המשאבים במאגר לווייתן. יחד עם זאת, יודגש כי, להסכמי הייצוא הקיימים ניתנו רישיונות ייצוא ביחס לכלל הכמות בהסכמים. בנוסף, להערכת השותפות, ובהינתן מדיניות הממשלה לעניין ייצוא גז טבעי, אף הכמות הניתנת להפקה, על-פי הממונה על ענייני הנפט, מספקת לשם יישום תוכנית הרחבת לווייתן כמפורט בסעיף זה להלן.

ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) לפיתוח שלב 1' בתוכנית הפיתוח למאגר לווייתן, בקיבולת של כ- 12 BCM לשנה, בתקציב של כ- 3.75 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות במאגר לווייתן). במהלך תקופת הפיתוח חל קיטון כולל של כ- 217 מיליון דולר (100%) בתקציב פיתוח שלב 1' כפי שהוערך בעת אישורו, ועל כן סך עלות פיתוח שלב 1' הסתכם לסך של כ- 3.5 מיליארד דולר (100%). לאחר תקופת הרצה, ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן; ביום 1.1.2020 החלה מכירת גז טבעי לירדן תחת הסכם NEPCO (המפורט בסעיף 7.11.5(ב) להלן); וביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי מהמאגר למצרים תחת הסכם דולפינוס (המפורט בסעיף 7.11.5(ב) להלן). לפרטים אודות ההעלאה ההדרגתית (ramp-up) בכושר ההפקה

ממאגר לווייתן ראו סעיף 7.16.1(א) להלן.

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

1. שמונה בארות הפקה בשלב הראשון (מהן ארבע שנקדחו והושלמו להפקה במסגרת שלב א') יחוללו בצורת תת-ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: **"הפלטפורמה"**), הממוקמת בים בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל, בהתאם להוראות תמ"א ח/37 ושעליה הותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה מוזרם הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז כפי שהוגדרה בתמ"א ח/37 (להלן: **"נקודת החיבור לנתג"ז"**). הקונדנסט מוזרם אף הוא לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ומחובר לצנרת דלקים קיימת של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: **"קצא"א"**) המובילה למתחם המיכלים של חברת תשתיות נפט ואנרגיה בע"מ (להלן: **"תש"ן"**) ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: **"בז"ן"**). כמו כן, הונחה צנרת לאתר חגית והוקמו בו מתקני אחסון ופריקה של הקונדנסט, לצורך מתן גיבוי במידה ולא ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבז"ן²⁹. הקמת מערך אחסון הקונדנסט באתר חגית הושלמה והתקבלו ההיתרים הנדרשים להפעלתו. לפרטים נוספים אודות אישור תמ"א ח/37 והוראותיה כאמור, ראו סעיף 7.23.5(י) להלן. לפרטים אודות מערכת ההפקה של פרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.16.1 להלן.

2. מערכת ההפקה כוללת: בארות ההפקה, מערך ההפקה התת-ימי, פלטפורמת הטיפול וההפקה, מערכת ההולכה לחוף והמתקנים היבשתיים הנלווים (בסעיף זה להלן ביחד: **"מערכת ההפקה"**) והיא מיועדת לספק כ-21 BCM לשנה לאחר השלמת שלב א' ושלב ב' של תוכנית הפיתוח, כפי שיפורט להלן. הגז שיסופק בנקודת החיבור לנתג"ז מיועד למשק המקומי ולמדינות שכנות.

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

א. שלב א' – כולל בשלב הראשון ארבע בארות הפקה תת ימיות, מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה והפלטפורמה, מערך הולכה אל החוף ומתקנים יבשתיים נלווים. יכולת הפקת הגז מהמאגר בשלב זה היא כ-12 BCM בשנה. ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי והקונדנסט במסגרת פיתוח שלב א'. העלות הכוללת שהושקעה

²⁹ במסגרת הנחת הצנרת לאתר חגית, העמידה השותפות ערבות לטובת רשות מקרקעין ישראל (רמ"י) בסך של כ-2.3 מיליון ש"ח.

בפיתוח שלב 1א', נכון ליום 31.12.2020, עומדת על סך של כ- 3.6 מיליארד דולר (100%).

ב. שלב 1ב' – צפוי לכלול בשלב הראשון ארבע בארות הפקה נוספות, מערכות תת-ימיות נלוות, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת בכ- 9 BCM נוספים לשנה (לסך כולל של כ- 21 BCM לשנה), בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן). נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה על ידי שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית לפיתוח שלב 1ב'.

4. יצוין כי במהלך חיי הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו הפקה בהיקף הנדרש.

(ב) נכון למועד אישור הדוח, ובהתאם לתוכנית הפיתוח, עומדת יכולת אספקת הגז מפרויקט לווייתן למערכת ההולכה של נתג'ז על כ- 1.2 BCF ליום בהפקה מקסימאלית. עם סיום הרצת כלל המערכות בפלטפורמה, ובעיקר הפעלת מערכת ה-Turbo Expanders, תיבדק היכולת להגדיל את יכולת האספקה היומית המקסימלית, בהתקיים תנאים מסוימים, מעבר ל- 1.2 BCF. זמינות (Up-time) פרויקט לווייתן בשנת 2020 עמדה על כ- 98.5%.

(ג) נכון למועד אישור דוח זה, בוחנים שותפי לווייתן חלופות שונות להגדלת היקף ההפקה ממאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' ובמקביל לבחינת שלב 1ב'), בהתבסס על המתקנים הקיימים, ופועלים לעדכון תוכנית הפיתוח באופן שיאפשר הגדלת יכולת ההפקה עד לכ- 24 BCM בשנה, והכל בהתאם להערכות המתעדכנות מעת לעת בנוגע לביקושים הנוכחיים והצפויים בשוק המקומי ובשווקי יעד אזוריים וגלובאליים, ובכלל זה נבחנות החלופות הבאות:

1. הגדלת יכולת ההפקה של שלב 1א' מ- 12 BCM לשנה ל- 16 BCM לשנה באמצעות הוספה בשלב הראשון של שתי בארות הפקה ותשתיות תת-ימיות נלוות ושינויים שאינם מהותיים בפלטפורמה. חלופה זו תאפשר ניצול מירבי של תשתיות הטיפול אשר הותקנו בפלטפורמת לווייתן במסגרת שלב 1א', ואומדן העלות בגינה מוערך בכ- 875 מיליון דולר (ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן).

2. הגדלת יכולת ההפקה מ- 16 BCM לשנה ל- 24 BCM לשנה (בכפוף ליישום החלופה הראשונה המתוארת לעיל), בין היתר, באמצעות הוספה בשלב הראשון של ארבע בארות הפקה ותשתיות תת-ימיות נלוות, מעבר לאלו של החלופה הראשונה המתוארת לעיל, הוספת צינור רביעי מהשדה לפלטפורמה, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן). חלופה זו תאפשר אספקת כמויות נוספות של גז לייצוא, ככל שיידרש, לרבות למתקני ההנזלה הממוקמים במצרים ו/או

לצרכי אספקת גז למתקן הנזלה צף (FLNG), לעניין זה ראו סעיף 7.12.2(ב) להלן. לפרטים אודות התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן בהסכמי ביניים עם ספקי טכנולוגיה ושירותי FLNG, ראו סעיף 7.12.2(ג) להלן.

לצורך בחינת חלופות ההרחבה השונות, אישרו שותפי לווייתן תקציב לתכנון הנדסי (FEED), כמפורט בסעיף 7.2.4 לעיל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס ליכולת ההפקה הצפויה ממאגר לווייתן, להיקף התקציב ולוחות הזמנים לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן, כאמור לעיל, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. 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 רגולטוריים ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים במאגר לווייתן ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בחיפושם, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח מאגר לווייתן עד להשלמתו.

7.2.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לווייתן

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	45.34%	45.34%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.2.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	37.63%	35.37%	83.00%	78.00%	ראו תחשיב בסעיף 7.2.7 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושם, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט	-45.79% 47.15%	-45.79% 47.15%	104%-101%	-101% 104%	ראו תחשיב בסעיף 7.2.8 להלן.

7.2.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקות לווייתן

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 רבות לעניין

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
			פרסום הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר לזכויות נפט בים, ראו סעיף 7.23.4 (ב) 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):			
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	(2.04%)	(4.30%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 4.5% לפני החזר השקעה ושיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ³⁰ . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בפרויקט ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.10 להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	37.63%	35.37%	

7.2.8 שיעור השתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים,

פיתוח והפקה בחזקות לויתן

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	1%-4%	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 חיפושים, כאשר שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המוחזרות לו.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס	101%	

30 הצדדים הזכאים לתמלוגים הם חברה בת בבעלות מלאה של דלק אנרגיה ואחרים שאינם צדדים קשורים.

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הנפט		
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)	47.15%-45.79%	
<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 המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט	47.15%-45.79%	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב כשיעור מהוצאות החיפוש בהתקיים תנאים מסויימים (לפרטים ראו סעיף (ב) 7 לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

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

<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 לשותף הכללי</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2018	כ- 703,224	-	כ- 6,865
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	כ- 567,259	-	כ- 4,597
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	כ- 101,468	-	כ- 964

7.2.10 עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בחזקות לווייתן

לפרטים בדבר משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בחזקות לווייתן והתזרים המהוון הנובע מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לווייתן, נכון ליום 31.12.2020, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 10.3.2021 (מס' אסמכתא : 2021-01-030942), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפנייה. נכון למועד אישור הדוח, לא חל שינוי בפרטים הנ"ל. מצ"ב **כנספח א'** לדוח זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפנייה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקות לווייתן.

לפרטים בדבר משאבים מנובאים בשטח בחזקות לווייתן, נכון ליום 31.12.2019, ראו סעיף 7.2.10 לדוח התקופתי לשנת 2019 כפי שפורסם ביום 30.3.2020 (מס' אסמכתא : 2020-01-032010). נכון ליום 31.12.2020 לא חל שינוי בפרטים הנ"ל.

מצ"ב **כנספת א'** לדוח זה הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפנייה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקות לווייתן.

7.3 פרויקט תמר ודלית

7.3.1 כללי

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חזקת תמר
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 לציון את תקופת הארכה 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:	- ישראל מקו (28.75%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בישראל מקו, ישראל מקו אויל אנד גז בע"מ, הינו חברה פרטית הנשלטת בעקיפין על-ידי נפטא חברה ישראלית לנפט בע"מ, חברה ציבורית, שלמיטב ידיעת השותפות נשלטת בעקיפין על ידי מר חיים צוף. - נובל (25%). - השותפות (22%). - תמר פטרוליום (16.75%). - דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת (להלן: "דור") (4%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בדור חיפושים הינו אלון ניהול חיפושי גז בע"מ, חברה פרטית בשליטת אלון חיפושי 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") (3.5%). למיטב ידיעת השותפות, אורסט הינה שותפות מוגבלת אשר שותפות בה הראל חברה לביטוח בע"מ וגופים מוסדיים נוספים שבבעלותה, וכן שותפות מקבוצת קרן תשתיות ישראל.

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	הזכויות בחזקה הוענקו לשותפות ביום 2.12.2009, בעקבות ממצא הגז הטבעי תמר שנתגלתה בשנת 2009 בשטח הרשיון 309/מתן
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה בחזקה ב- 22%
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	17.0676% (נתון זה הינו לאחר מועד החזר ההשקעה) ³¹

³¹ לפרטים נוספים בעניין מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיפים 7.25.10 ו- 7.26.6 להלן.

כ- 243,111 אלפי דולר ³²	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):
חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
חזקת I/13 דלית ³³	שם נכס הנפט:
נכס ימי כ-50 ק"מ מערבית לחופי חיפה	מיקום:
כ- 250 קמ"ר	שטח:
חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט - חיפושים והפקה	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
2.12.2009	תאריך הענקה מקורי של 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):
- ישראלמקו (28.75%) - נובל (25%) - השותפות (22%) - תמר פטרוליום (16.75%) - דור (4%) - אורסט (3.5%)	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	
הזכויות בחזקה הוענקו לשותפות ביום 2.12.2009 בעקבות ממצא הגז הטבעי דלית, שנתגלתה בשנת 2009 בשטח הרשיון 308/מיכל.	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות מחזיקה בחזקה ב- 22%	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
לפני החזר ההשקעה – 18.1676% לאחר החזר ההשקעה – 17.0676%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 72 אלפי דולר ³⁴	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

³² העלויות בטבלה משקפות את החזקותיה הישירות והעקיפות של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 25.7855% עד ליום 31.12.2018; ואת החזקותיה הישירות בלבד של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 22% החל מיום 1.1.2019.

³³ בשטח חזקת דלית התגלה בשנת 2009 מאגר הגז דלית.

³⁴ העלויות בטבלה משקפות את החזקותיה הישירות והעקיפות של השותפות בחזקת דלית בשיעור של 25.7855% עד ליום 31.12.2018; ואת החזקותיה הישירות בלבד של השותפות בחזקת דלית בשיעור של 22% החל מיום 1.1.2019. העלויות בטבלה אינן כוללות עדכון תקציב (קיטון) בסך של כ-462 אלפי דולר, כפי שבוצע בשנים קודמות.

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.

(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. בהתאם לסעיף 29 לחוק הנפט, תקופת החזקה הינה מיום 2.12.2009 עד יום 1.12.2038 והיא ניתנת להארכה בהתאם להוראות הסעיף האמור (להלן בסעיף זה: "**תקופת החזקה**").

2. 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.

3. 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 הצפונית³⁵.

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 פיקוח

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, 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 שאושרו 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, וכיוצא"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.

³⁵ ההפקה מתבצעת באמצעות פלטפורמה שהוקמה מול חופי אשקלון ובאמצעות מתקן הקבלה.

4. בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה שנתית מפורטת, וכן תחזית 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 ולאיתוסם קידוחים, בעת סיום השימוש בהם, בין במהלך תקופת החזקה ובין לאחריה (להלן: "**תוכנית הנטישה הכללית**"). בהקשר זה יצוין, כי ביום 30.9.2015 הוגשה תוכנית הנטישה הכללית לאישור הממונה על ענייני הנפט.
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 שיוורה, במטרה להבטיח שיהיו בידי בעל החזקה האמצעים הדרושים לביצוע תוכנית הנטישה.

4. 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, דיווחים ופיקוח, אחריות, ביטוח ושיפוי.

(טו) כמו כן, במסגרת אישור להפעלה של מערכת ההפקה מחזקת תמר נקבעו חובות מוגברות לבעל החזקה בקשר עם הפעלת מערכת ההפקה בשל חשיבות הפקת הגז לישראל.

7.3.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט תמר³⁶

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 תמר³⁷

(א) להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט תמר מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

³⁶ נכון למועד אישור הדוח, הוגשה תוכנית עבודה מפורטת לגבי חזקת תמר בלבד.
³⁷ העלויות המפורטות בשנים 2018-2020 בתוכנית העבודה שלהלן אינן כוללות עלויות תפעול ותחזוקה שוטפים ועלויות נטישה של פרויקט תמר, אשר נכללו בסעיף 7.3.10 להלן.

חזקת תמר ^{39,38}			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴⁰	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוןיות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁴¹
2018	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - המשך פרויקט התקנת מערכות לצמצום פליטות מפלטפורמת תמר. - המשך שדרוג ושיפור מערך ההפקה בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות שיפור מערכות התפעול, ושדרוג צנרת פלב"מ למניעת שיתוך. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה. - המשך פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסמים.	כ- 28,894 כ- 24,845⁴²	כ- 7,450 כ- 6,409
2019 ⁴³	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - סיום פרויקט להתקנת מערכות לצמצום פליטות לאוויר מפלטפורמת תמר וניטורן - סיום פרויקט עיבוד מחדש של סקרים סייסמים, ותחילת פענוח הסקרים המעובדים - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספים. - המשך שיפור מערך ההפקה בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות שיפור מערכות התפעול, הוספת מבנים, שדרוג צנרת פלב"מ למניעת שיתוך, צביעת ציוד וצנרת והמשך שידרוג מערך השסתומים.	כ- 12,479 כ- 19,501⁴⁴	כ- 3,217 כ- 5,028

³⁸ העלויות המפורטות בטבלה זו אינן כוללות עלויות נטישה שמיוחסות לנכס בספרים, עלויות ביטוח, תפעול והנהלה וכלליות דמי גישה והשתתפות להזרמת גז והבטחת קיבולת בצינור EMG כמפורט בסעיף 7.25.6 להלן, ועלויות בקשר עם הקמת המקטע המשולב, כמפורט בסעיף 7.23.3(ח)1 להלן.

³⁹ העלויות בטבלה משקפות את החזקותיה הישירות והעקיפות של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 25.7855% עד ליום 31.12.2018; ואת החזקותיה הישירות בלבד של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 22% החל מיום 1.1.2019.

⁴⁰ הסכומים לשנים 2018-2020 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

⁴¹ העלויות בטבלה משקפות את החזקותיה הישירות והעקיפות של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 25.7855% עד ליום 31.12.2018; ואת החזקותיה הישירות בלבד של השותפות בחזקת תמר בשיעור של 22% החל מיום 1.1.2019.

⁴² העלויות המפורטות אינן כוללות קיטון בהיקף ההשקעות בסך של כ-33.6 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-8.7 מיליון דולר). הקיטון נובע, בין היתר, ממכירת ציוד קידוחים, הפחתת צנרת וקיטון בהשקעה בקידוח תמר SW.

⁴³ העלויות המפורטות בשנת 2019 אינן כוללות עלויות נטישה שמיוחסות לנכס בספרים, ועלויות בגין דמי השתתפות תמר בסך של כ-50 מיליון דולר (כהגדרתם בסעיף 7.25.6(ג) להלן).

⁴⁴ העלויות המפורטות בשנת 2019 אינן כוללות עדכון תקציב בסך של כ-4.9 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-1.3 מיליון דולר).

13,786 - כ	53,463 - כ	רכישת ציוד וצנרת לצורך פיתוח מאגר תמר SW.	
7,003 - כ	31,833 - כ	- המשך הפקת מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - הנחת תשתיות תת ימיות הדרושות לחיבורו של קידוח תמר SW למערכת ההפקה התת ימית בשדה תמר. לפרטים נוספים ראו סעיף (ד) להלן.	46,45 2020
542 - כ	2,465 - כ	פעולות הקשורות בעמידה בדרישות רגולציה ובקשר עם היתרי פליטה, הזרמה ורעלים, ניטור הסביבה הימית והאוויר.	
1,967 - כ	8,941 - כ	- המשך ביצוע שידרוג ושיפור מערך ההפקה בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות רכישת זכויות מקרקעין במתקן הקבלה, שיפור מערכות התפעול ושידרוג צנרת פלבי"מ למניעת שיתוך, צביעת ציוד וצנרת ובחינת שידרוג מערכות הטיפול ב-MEG. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין היתר, על סמך נתוני העיבוד מחדש של הסקרים הסייסמיים שהושלם בשנת 2019, וכן בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים והשלמות נוספים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה. - בחינת חלופות וביצוע FEED למתקן הרגנרציה ל-MEG.	
3,095 - כ	14,070 - כ	- המשך הפקת מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים.⁴⁹ - המשך שדרוג ושיפור מערך ההפקה בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה, לרבות שיפור מערכות התפעול, שיפור מבנים, הוספת מערכות סביבתיות לניטור והפחתת פליטות, שדרוג צנרת פלבי"מ למניעת שיתוך, צביעת ציוד	48,47 2021

⁴⁵ העלויות המפורטות אינן כוללות קיטון בהיקף ההשקעות בסך של כ-8.9 מיליון דולר (100%) (חלקה של השותפות כ-1.9 מיליון דולר). הקיטון נובע ממכירת ציוד.

⁴⁶ העלויות והפעילויות המפורטות בשנת 2020 אינן כוללות עלויות בהן נשאה השותפות בקשר עם הרחבת יכולת הזרמת הגז למצרים באמצעות צינור EMG בסך של כ-22.2 מיליון דולר (100%), חלק השותפות כ-4.4 מיליון דולר.

⁴⁷ העלויות והפעילויות המפורטות בשנים 2021 ואילך אינן כוללות עלויות מתוכננות של השותפות בקשר עם הרחבה נוספת של יכולת הזרמת הגז למצרים באמצעות הקמת המקטע המשולב (כהגדרתו בסעיף 7.23.3(ח)1 להלן) וצינור EMG (כהגדרתו בסעיף 7.25.6(א) להלן) בסך של כ-41.5 מיליון דולר וכ-12.5 מיליון דולר, בהתאמה (100%), חלק השותפות כ-10.5 מיליון דולר וכ-3 מיליון דולר, בהתאמה).

⁴⁸ הסכומים המפורטים להלן הינם סכומים נומינליים. כמו כן, הטבלה להלן אינה כוללת פעולות נטישה של המאגר לרבות הוצאות בגיין.

⁴⁹ לפרטים בדבר עלויות הפעלה בפרויקט תמר המיוחסות לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.11(א)3 להלן.

1,110 כ-	5,000 כ-	- וצנרת והמשך שידרוג מערך השסתומים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים, ובכלל זה, פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה. - השלמת ה- FEED למתקן הרגנרציה ל-MEG. המשך תכנון מפורט והיערכות לביצוע. - כיסוי קטע מתוואי הצנרת התת ימית. - המשך בחינת חלופות פיתוח נוספות, לרבות הנחת צינור שלישי משדה תמר לפלטפורמה, ככל שיידרש.	
1,320 כ-	6,000 כ-		
165 כ-	750 כ-		
		מאחר שבהתאם להוראות מתווה הגז, על השותפות למכור את החזקותיה בפרויקט עד לחודש דצמבר 2021, לא נכללה תוכנית העבודה משנת 2022 ואילך.	2022 ואילך

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)	תקופה
- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ונתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית, בהתבסס על הסקר הסיימי 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.			2018
- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ונתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון אפיון מאגר דלית, בהתבסס על הסקר הסיימי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים, ובכלל זה, נתוני ההפקה ממאגר תמר. - אפיון פרוספקטים עמוקים בשטח החזקה.			2019
- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ונתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית, בהתבסס על הסקר			2020

		הסייסימי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים, ובכלל זה, נתוני ההפקה ממאגר תמר.	
2021		• בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ונתוני ההפקה ממאגר תמר. • עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית, בהתבסס על הסקר הסייסימי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים, ובכלל זה, נתוני ההפקה ממאגר תמר. • מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה, ובכלל זה, פרוספקטים עמוקים בשטח החזקה.	
2022 ואילך		• מאחר שבהתאם להוראות מתווה הגז, על השותפות למכור את החזקותיה בפרויקט עד לחודש דצמבר 2021, לא נכללה תוכנית העבודה משנת 2022 ואילך.	

(ב) תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר⁵⁰

מערכת ההפקה של פרויקט תמר כוללת שש בארות הפקה תת-ימיות, מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה ופלטפורמת הטיפול וההפקה (להלן בסעיף זה: "הפלטפורמה"), הפלטפורמה בה נערך עיקר הטיפול בגז הטבעי, מערך הולכת גז וקונדנסט מהפלטפורמה אל החוף, ומתקן הקבלה, בו נעשה הטיפול הסופי בגז הטבעי, וממנו מוזרם הגז הטבעי למערכת ההולכה הארצית של נתג"ז בעוד הקונדנסט מוזרם בצינור ייעודי לפז זיקוק אשדוד הסמוך.

ביום 29.8.2016 העניק שר האנרגיה לשותפי תמר⁵¹ רישיון להפעלה של צינור בקוטר 10 אינץ', אשר יועד במקור להובלת קונדנסט מהפלטפורמה, לשם העברת גז טבעי, וזאת בכדי להגדיל את קיבולת אספקת הגז.

יכולת אספקת הגז המקסימאלית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נתג"ז עומדת על כ- BCF 1.1 ליום. לפרטים אודות ההפקה הממוצעת היומית בשנתיים האחרונות ראו הערת שוליים 74 להלן.

מאז תחילת הפעלתה המסחרית, מערכת ההפקה של פרויקט תמר הינה בעלת זמינות תפעולית גבוהה ביותר של למעלה מ- 99% Up-time.

לתיאור מפורט של מערכת ההפקה של פרויקט תמר, ראו סעיף 0 להלן.

העלות הכוללת שהושקעה בפרויקט תמר, כמתואר לעיל, נכון ליום 31.12.2020, עומדת על סך של כ- 4.6 מיליארד דולר (100%) (לרבות עלויות אקספלורציה, ולמעט עלויות סילוק ונטישה, עלויות אקספלורציה בחזקת דלית ודמי השתתפות תמר (כהגדרתם בסעיף 7.25.6 (ג) להלן).

⁵⁰ 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.

⁵¹ הרישיון הוענק לחברת תמר 10 אינץ' המוחזקת על-ידי שותפי תמר, לפי שיעור החזקותם בחזקת תמר.

ג) בחינת אפשרות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר

יכולת האספקה הכוללת של מתקני תמר מוגבלת כיום ליכולת ההזרמה של הצנרת הכפולה (כהגדרתה בסעיף 7.16 להלן). שותפי תמר בוחנים מעת לעת אפשרויות לביצוע הרחבה של יכולת האספקה מפרויקט תמר, ככל שתידרש, בהתאם להיקף הביקושים הצפויים בשוק המקומי ולייצוא.

הרחבת יכולת האספקה עשויה לכלול, בין היתר, את השלמת פיתוחו של מאגר תמר SW, ו/או קדיחת ו/או השלמת בארות הפקה נוספות, אשר יחוברו למערך ההפקה התת ימי הקיים, וכן הנחת צינור אספקה נוסף שלישי משדה תמר לפלטפורמות תמר ו/או מרי B. כן נבחנים הצורך ואופן השדרוג הנדרש בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה. לעניין זה ראו גם סעיף 7.3.11(א) להלן.

ד) מאגר תמר SW

כמפורט להלן, מאגר תמר SW מחולק בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%).

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, אשר אושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט בחודש ינואר 2019, וזאת בשים לב להוראות מתווה הגז המפורטות בסעיף 7.23.1(ג) להלן, עתיד מאגר תמר SW להיות מפותח על-ידי הסבת קידוח התגלית לקידוח מפיק ובאמצעות חיבורו למתקנים התת-ימיים של פרויקט תמר. עלות פיתוחו של מאגר תמר SW אושרה בחלקה על-ידי שותפי תמר, ובהתאם נרכש ציוד ובוצעו פעולות שונות בקשר עם פיתוח המאגר, ובהן הנחת צנרת תת-ימית בין מאגר תמר SW למסעפת, אשר הסתיימה במהלך שנת 2020.

לפרטים נוספים בדבר תכניות העבודה והתקציב להשלמתו ולפיתוחו של מאגר תמר SW, ראו בטבלה בסעיף 7.3.4(א) לעיל.

לפרטים אודות הסדר הגישור במסגרתו הוסכם על חלוקתו של מאגר תמר SW בין חזקת תמר (78%) לבין רישיון ערן (22%), ראו סעיף 7.9.2 להלן. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, ממשיכים ופועלים שותפי תמר ונציגי המדינה הרלוונטים לגיבוש ההסכמות הנדרשות לצורך יישום הסדר הגישור, כאמור לעיל, אך אין כל וודאות שיוכלו להגיע להבנות כאמור אשר יאפשרו להתחיל בעבודות פיתוח המאגר בתקופה הקרובה.

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בשנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט, והשפעתו האפשרית על זמינותם של העובדים המקצועיים הנדרשים לצורך תפעול ושדרוג מתקני ההפקה. לפיכך, ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה, לא מן הנמנע כי יחולו שינויים מהותיים בתכניות העבודה ו/או בלוחות הזמנים המפורטים לעיל.

אזהרת 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 כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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 תמר⁵² (הנתונים בטבלה הינם

לאחר מועד החזר השקעה)

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	22%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.3 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	17.0676%	77.58%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.7 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	22.22%	101%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.9 להלן.

7.3.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקת דלית

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	22%	22%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.3 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	18.1676%	17.0676%	82.58%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.8 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	22.22%	22.22%	101%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.9 להלן.

⁵² טבלה זו והביאורים לה אינם כוללים את אחזקות השותפות במניות תמר פטרוליום ואינם מתייחסים למשאבים ממאגר תמר SW אשר נמצאים בשטח רישיון ערן. לפרטים נוספים אודות רישיון ערן והסדר הגישור בעניין רישיון ערן ומאגר תמר SW, ראו סעיף 7.9.2 להלן.

7.3.7

שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מפרויקט תמר

(הנתונים בטבלה הינם לאחר מועד החזר השקעה)

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:		
המדינה	(12.50%)	בהתאם לחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל הינו נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז מפי הבאר ועד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים, לרבות לעניין פרסום הנחיות ללאופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר לזכויות נפט בים והוראות הממונה על ענייני הנפט בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר – חזקת תמר, ראו סעיף 7.23.4(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	22%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	19.25%	
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	(2.09%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ⁵³ . 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 7.25.10 להלן.
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לדור כימיקלים בע"מ ⁵⁴	(0.0924%)	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. אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם

⁵³ הצדדים הזכאים לתמלוגים אינם צדדים קשורים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.25.10 להלן.

⁵⁴ 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. הנתונים המובאים בטבלאות לעיל מתייחסים לתמלוג לאחר מכירת הזכויות לתמר סטרוליום כמתואר בסעיף 1.7.6 לעיל.

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
		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 7.25.10 להלן.
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מכס הנפט	17.0676%	

7.3.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקת דלית

<u>פריט</u>	<u>לפני החזר השקעה</u>	<u>לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	בהתאם לחוק הנפט, התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל הינו נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז מפי הבאר ועד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים, לרבות לעניין פרסום הנחיות בדבר אופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר לזכויות נפט בים והוראות הממונה על ענייני הנפט בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר – חזקת תמר, ראו סעיף 7.23.4(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	87.50%	
החלק המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	25.7855%	22%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	19.25%	19.25%	
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	(0.99%)	(2.09%)	תמלוג על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 4.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ⁵⁵ . 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

⁵⁵ הצדדים הזכאים לתמלוגים אינם צדדים קשורים לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.25.10 להלן.

פריט	לפני החזר השקעה	לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
			חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.25.10 להלן.
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לדור כימיקלים בע"מ	(0.0924%)	(0.0924%)	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. 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 7.25.10 להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	18.1676%	17.0676%	

7.3.9 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש, 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:		
המפעיל	1%	לפרטים נוספים, ראו תיאור הסכם התפעול המשותף בסעיף 7.25.8(ב) להלן.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס נפט	101%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	22%	
סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.22%	
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 חיפוש, פיתוח והפקה בנכס הנפט	22.22%	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב כשיעור מהוצאות החיפוש בהתקיים תנאים מסויימים (לפרטים ראו סעיף 7(ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

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

(באלפי דולר)⁵⁶

חזקת תמר			
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)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2018	כ-41,250	-	כ-410
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	כ-55,040	-	כ-570
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	כ-26,885	-	כ-261

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 לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2018	-	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	-	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	-	-	-

7.3.11 עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים בפרויקט תמר

(א) עתודות בחזקת תמר

1. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2020 (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל, כאמור, את מאגרי תמר ותמר SW⁵⁷), הינן כמפורט להלן⁵⁸:

⁵⁶ העלויות בטבלה משקפות את החזקותיה הישירות והעקיפות של השותפות בחזקות תמר ודלית (בשיעור של 25.7855%) עד ליום 31.12.2018; ואת החזקותיה הישירות בלבד של השותפות בחזקות תמר ודלית (בשיעור של 22%) החל מיום 1.1.2019.

⁵⁷ העתודות במאגר תמר SW המפורטות להלן אינן כוללות את העתודות המצויות בחלק המאגר הגולש לשטח רישיון ערן. לפרטים נוספים אודות רישיון ערן והסדר הגישור בעניין רישיון ערן ומאגר תמר SW, ראו סעיף 7.9.2 להלן.

⁵⁸ הסכומים בטבלה עשויים שלא להתסתכם עקב הפרשי עיגול.

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁵⁹ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		מאגר תמר		
בקונדנסט Milion Barrels	בגז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
1.7	1,318.7	10.0	7,726.2	1.0	796.4	9.0	6,929.8	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.6	470.2	3.6	2,755.0	0.2	159.1	3.4	2,595.9	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2.3	1,788.9	13.6	10,481.2	1.2	955.6	12.4	9,525.7	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	421.3	3.2	2,468.3	0.1	102.2	3.1	2,366.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2.9	2,210.2	16.8	12,949.5	1.4	1,057.8	15.5	11,891.7	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).

⁵⁹ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שלישיים, תחת הנחה כי שיעור התמלוג למדינה הינו 12.5% (בפי הבאר) ושיעור התמלוג לצדדים שלישיים הינו 9.92% (בפי הבאר). החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות חושב על-פי החזקות השותפות הישירות בפרויקט תמר (22%). לפרטים אודות מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיפים 7.25.10 ו-7.26.6 להלן.

2. NSAI ציינה בדוח העתודות, כי שלב הבשלות של הפרויקט אליו משתייכות העתודות הינו בהפקה (On Production). כן ציינה NSAI בדוח העתודות, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (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 שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים מפותחים בהתאם לתכניות הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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 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 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

נתוני התזרים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה השותפות ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות מפרויקט תמר מבוססות על:

(i) כושר ההפקה של פרויקט תמר⁶⁰. יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות העתודות בתזרים עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ii) הנחות

⁶⁰ יכולת אספקת הגז המקסימאלית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נת"ז, נכון למועד אישור הדוח, עומדת על כ-1.1 BCF ליום.

השותפות לגבי כמויות גז טבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים בהם התקשרה השותפות, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים שנחתם עם חברת דולפינוס (לפרטים ראו סעיף 7.11.5(ב)(2) להלן) בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן השותפות עשתה שימוש לגבי מחיר הברנט והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, וההסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל (לפרטים ראו סעיפים 7.11.4(א) ו- 7.11.4(א)6 (להלן ביחד: "**ההסכמים הקיימים**"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר, תחזית הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "**BDO**")⁶¹ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים, ובעיקר מפרויקט לויתן ומהמאגרים כריש ותנין⁶²; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים⁶³.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר מפרויקט תמר מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז בהסכמים הקיימים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם, ובהתאם להנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על פילוח הביקוש החזוי בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערך על-ידי BDO, ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל⁶⁴, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent)

⁶¹ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (BCM): 2021 – כ- 13.1; 2022 – כ- 15; 2023 – כ- 15.6; 2024 – כ- 16.6; 2025 – כ- 17.9. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל וממשבר הקורונה, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מחזית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, אופן המשך התפשטות מגיפת הקורונה והשפעתה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישור או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁶² לפרטים אודות תחזית מכירות הגז הטבעי מפרויקט לויתן, ראו דוח מידי של השותפות מיום 10.3.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-030942). בתזרים המהוון הונח כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל מפרויקט כריש ותנין תחל במהלך הרבעון הראשון לשנת 2022.

⁶³ הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמויות החזויות בהסכמי הייצוא הקיימים, יימכרו כמויות גז נוספות ללקוחות במצרים ובירדן, ובהיקף מצרפי כולל של כ- 37 BCM עד לשנת 2040.

⁶⁴ 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.

(להלן: "מחיר הברנט"). ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שהתקבלו מ-BDO, כמפורט להלן:

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול שנתי בהיקף ממוצע של כ- 2% לשנה.

(2) מחיר חבית ברנט – התבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים⁶⁵: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר של כ-52 דולר לחבית ברנט בשנת 2021, העולה לכ-68 דולר לחבית בשנת 2025, ולמחיר חבית קבוע של כ-86 דולר לחבית החל משנת 2030 ועד לתום תקופת התזרים.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת, בין היתר, על שער חליפין של ש"ח לדולר ועל תחזית עלות הדלקים המבוססת על מחיר הגז לחברת החשמל.

יצוין כי, שינויים במחירי המכירה עלולים להיווצר, בין היתר, עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז כאמור לעיל, עקב שיקולים מסחריים ותחרותיים, ועקב מנגנוני התאמת מחירים, כפי שנקבעו בהסכם עם חברת החשמל⁶⁶, ובהסכם הייצוא למצרים⁶⁷. במסגרת התזרים הונח כי תבוצע הפחתת מחיר בהסכם עם חברת החשמל בשיעור של 25% במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021), ובשיעור של 10% במועד ההתאמה השני (קרי ביום 1.7.2024). הפחתת מחיר כאמור הוטמעה בתחזית תעריף ייצור החשמל. עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי במחיר כתוצאה מהבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.27.1 להלן. להערכת היועצים המשפטיים של השותפות, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%. כאמור, בשלב זה מצויים הצדדים בשלב הבקשה לאישור תובענה ייצוגית. ככל שתתקבל החלטה סופית וחלוטה במסגרת קבלת התובענה הייצוגית האמורה (קרי, לאחר שתתקבל הבקשה

⁶⁵ למיטב ידיעת השותפות, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה כדלקמן: הבנק העולמי - פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי – תחזית קצרת טווח – כל חודש, תחזית ארוכת טווח – פעמיים בשנה; Wood Mackenzie – כל חצי שנה; IHS Global Insights – כל חודש.

⁶⁶ בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. לפרטים ראו סעיף 7.12.4(א)(4)(ח) להלן.

⁶⁷ הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהינתן תנאים מסויימים הקבועים בהסכם. יצוין כי לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

לאישור תובענה ייצוגית (ככל שתתקבל) ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה (ככל שתתקבל) נגד בעלות הזכויות במיזם תמר, עלולה להיות לכך השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, לרבות על נתוני התזרים המהוון ועל המחירים בהם תמכור השותפות גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה. ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססים על מחירי ה-Brent Crude, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה והמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור. לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.12.6 (א) להלן.

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתבסס, בין היתר, על מידע שסופק מהמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, עלויות הולכה עד לנקודת המסירה, כפי שנקבעה בהסכם הייצוא למצרים וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות התפעול בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים הינן הוצאות שאושרו על-ידי השותפות וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, שיוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והרחבת יכולת ההפקה, ובכלל זאת, בין היתר, קדיחת וחיבור בארות פיתוח חדשות, הנחת תשתית נוספת וציוד הפקה נוסף, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכת גז טבעי⁶⁸ ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים.

(ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על מומחים חיצוניים באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה

⁶⁸ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים, לפרטים ראו סעיף 7.13.2 (ב)(2) להלן.

ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים שלישיים הוא 9.13% (ביחס לאחזקותיה הישירות של השותפות בפרויקט תמר). השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים בעניין ראו סעיפים 7.24.3 (ב) ו-7.26.9 (ב) להלן.

(ז) תשלומי המס ושיעורי המס שנלקחו בחשבון במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. בחישובי המס נלקח בחשבון שיעור מס חברות בהתאם לדין. יצוין כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, עשויים להיות שונים באופן מהותי. הוצאות הפחת לצורכי מס חושבו בהתאם לשיעורי הפחת הקבועים בחוק.

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט (להלן בסעיף זה: "ההיטל") אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של מיזם תמר שהוגשו לרשות המסים. יחד עם זאת, 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. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ההשגה והערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל⁶⁹. 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. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם

⁶⁹ אם וככל שתתקבל עמדת רשות המיסים במחלוקות האמורות, להערכת השותפות, לא צפויה לכך השפעה מהותית על שווי התזרים המהוון.

לבחירת בעלות הזכויות במיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: כל התשלומים המיוחסים למיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2021 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו ואשר צפויים להיות מופקים החל מיום 1.1.2021.

(י) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.

יצוין כי, התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון ליום 30.6.2020

מהסיבות העיקריות הבאות:

1. עדכון תחזיות הכמויות שעתידות להימכר בעיקר בשל הנחות השותפות בדבר דחיית מועד תחילת ההפקה מהמאגרים כריש, כריש צפון ותנין וגידול בכמויות המכירה השנתיות ממאגרים אלו.
2. עדכון עלויות התפעול וההשקעות שבוצעו עד ליום 31.12.2020, בהתאם להשקעות שבוצעו בפועל. כן עודכנו תחזיות עלויות התפעול וההשקעות העתידיות בהתאם להערכת השותפות, בין היתר, בהתבסס על פרופיל ההפקה ועל אומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה ואשר עודכנו, בין היתר, לאור צפי להתייעלות ולקיטון בתקציבי התפעול.
3. עודכנו כמויות הגז והקונדנסט שהופקו ונמכרו במהלך החציון השני לשנת 2020, בהתאם לנתונים בפועל.
4. בתזרים המהוון ליום 30.6.2020 ניתנו נתונים המיוחסים לחלק השותפות במישרין ובעקיפין (באמצעות החזקתה בשיעור של 22.6% בתמר פטרוליום) מהעתודות שבפרויקט תמר (קרי 25.7855%) ואילו בתזרים המהוון המעודכן ניתנו נתונים המיוחסים לחלק השותפות במישרין בלבד (22%).

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2020 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות (במישרין 22%), מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל⁷⁰:

⁷⁰ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתדות מוכחות IP (Proved Reserves) ליום 31.12.2020 (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 קונדנסט (אלפי הביות) 100% מונכס (הנפט)	עד ליום	
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
105,685	107,958	110,384	111,660	112,982	115,772	29,620	45,805	191,197	-	14,570	32,112	-	61,833	299,712	8.60	395	31.12.2021
99,015	105,542	112,819	116,778	120,973	130,158	31,676	71,022	232,856	-	6,172	29,068	-	69,688	337,784	9.16	421	31.12.2022
57,814	64,305	71,863	76,115	80,726	91,199	35,319	70,617	197,135	-	47,436	28,928	-	71,092	344,590	9.13	419	31.12.2023
40,455	46,953	54,857	59,453	64,557	76,578	35,193	74,426	186,197	-	68,603	28,879	-	73,738	357,417	9.49	436	31.12.2024
55,975	67,791	82,802	91,827	102,084	127,148	27,801	127,250	282,199	-	-	29,019	-	80,896	392,114	10.35	475	31.12.2025
47,380	59,876	76,460	86,765	98,753	129,149	29,592	139,645	298,387	-	-	29,068	-	85,117	412,572	10.62	488	31.12.2026
40,741	53,724	71,723	83,282	97,046	133,262	32,630	145,936	311,829	-	-	29,108	-	88,621	429,558	10.91	501	31.12.2027
29,019	39,931	55,731	66,218	78,999	113,905	37,888	133,532	285,325	-	35,019	29,609	-	90,965	440,918	11.00	505	31.12.2028
29,592	42,490	61,998	75,378	92,068	139,385	36,796	154,986	331,167	-	7,849	29,700	-	95,842	464,557	11.46	526	31.12.2029
26,242	39,318	59,978	74,618	93,309	148,328	37,065	163,090	348,483	-	-	29,746	-	98,315	476,544	11.65	535	31.12.2030
21,845	34,153	54,467	69,338	88,771	148,169	37,331	163,185	348,686	-	-	29,747	-	98,368	476,800	11.65	535	31.12.2031
18,117	29,556	49,278	64,191	84,139	147,459	37,250	162,489	347,199	-	-	29,740	-	97,979	474,918	11.65	535	31.12.2032
13,621	23,187	40,417	53,872	72,295	133,037	39,751	152,002	324,790	-	22,385	29,739	-	97,973	474,888	11.65	535	31.12.2033
10,099	17,939	32,689	44,586	61,257	118,361	43,614	142,490	304,465	-	42,867	29,740	-	98,014	475,086	11.65	535	31.12.2034
10,067	18,659	35,548	49,612	69,786	141,584	39,024	158,880	339,488	-	-	29,702	-	95,965	465,155	11.65	535	31.12.2035
7,718	14,929	29,734	42,463	61,151	130,269	35,644	145,954	311,867	-	-	29,567	-	88,751	430,185	10.77	494	31.12.2036
4,637	9,359	19,487	28,476	41,986	93,913	24,785	104,418	223,116	-	-	29,135	-	65,569	317,820	7.98	366	31.12.2037
2,943	6,199	13,494	20,177	30,458	71,534	18,100	78,851	168,485	-	-	28,869	-	51,299	248,653	6.24	286	31.12.2038
1,935	4,251	9,675	14,804	22,879	56,420	14,669	62,537	133,626	-	-	28,699	-	42,194	204,519	5.13	236	31.12.2039
1,320	3,028	7,204	11,279	17,846	46,210	11,854	51,079	109,143	-	-	28,580	-	35,799	173,522	4.35	200	31.12.2040
925	2,213	5,504	8,818	14,284	38,837	9,652	42,655	91,144	-	-	28,493	-	31,098	150,734	3.78	174	31.12.2041
655	1,636	4,254	6,973	11,565	33,016	7,913	36,006	76,935	-	-	28,423	-	27,386	132,745	3.33	153	31.12.2042
460	1,200	3,261	5,471	9,289	27,845	6,368	30,097	64,310	-	-	28,362	-	24,089	116,760	2.93	135	31.12.2043
314	854	2,428	4,168	7,246	22,806	5,532	24,929	53,266	-	-	28,308	-	21,204	102,778	2.58	118	31.12.2044
205	580	1,724	3,029	5,391	17,814	5,321	20,352	43,488	-	-	28,261	-	18,650	90,398	2.27	104	31.12.2045
136	402	1,249	2,245	4,092	14,198	4,241	16,221	34,660	-	-	28,218	-	16,344	79,221	1.99	91	31.12.2046
92	284	922	1,695	3,162	11,521	3,060	12,827	27,409	-	-	28,182	-	14,450	70,041	1.76	81	31.12.2047
58	186	631	1,188	2,269	8,682	2,212	9,584	20,478	-	-	28,148	-	12,640	61,266	1.54	71	31.12.2048
(35)	(116)	(413)	(796)	(1,556)	(6,251)	3,112	-	(3,139)	17,946	-	28,121	-	11,158	54,087	1.36	62	31.12.2049
(47)	(164)	(609)	(1,200)	(2,402)	(10,131)	1,953	-	(8,177)	17,946	-	28,096	-	9,842	47,707	1.20	55	31.12.2050
(62)	(227)	(882)	(1,779)	(3,646)	(16,149)	156	-	(15,994)	17,946	-	28,058	-	7,801	37,811	0.95	44	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2020 (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 קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות 100%) מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
626,921	795,994	1,068,681	1,270,707	1,541,758	2,434,030	685,125	2,540,864	5,660,019	53,837	244,899	899,426	-	1,782,680	8,640,862	219	10,044	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (0%-ב)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון 0%-ב	מהוון 5%-ב	מהוון 7.5%-ב	מהוון 10%-ב	מהוון 15%-ב	מהוון 20%-ב
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	(41,881)	-	41,881	16,626	(3,824)	29,079	25,739	24,269	22,913	20,504	18,434
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	(68,603)	-	68,603	32,701	(5,604)	41,506	34,990	32,224	29,733	25,449	21,927
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	(68,603)	-	68,603	(28,589)	10,076	(50,089)	(40,215)	(36,175)	(32,619)	(26,706)	(22,051)
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	41,881	-	(41,881)	(19,600)	6,425	(28,706)	(21,950)	(19,285)	(16,994)	(13,308)	(10,531)
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	(35,019)	-	35,019	16,389	(3,769)	22,399	15,535	13,022	10,959	7,852	5,707
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	(7,849)	-	7,849	3,673	(10)	4,186	2,765	2,264	1,862	1,276	889
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,015	(1,015)	(638)	(511)	(410)	(269)	(180)
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,015	(1,015)	(608)	(475)	(373)	(234)	(150)
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,015	(1,015)	(579)	(442)	(339)	(203)	(125)
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	(22,385)	-	22,385	10,476	(1,395)	13,303	7,229	5,387	4,042	2,319	1,362
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	(42,867)	-	42,867	20,062	(5,001)	27,807	14,391	10,475	7,680	4,214	2,372
31.12.2035	-	-	-	-	-	-	7,849	-	(7,849)	(3,673)	(139)	(4,036)	(1,989)	(1,414)	(1,013)	(532)	(287)
31.12.2036	40	0.88	35,147	7,251	-	135	35,019	-	(7,258)	(3,397)	7,584	(11,446)	(5,373)	(3,731)	(2,612)	(1,312)	(678)
31.12.2037	168	3.67	146,149	30,152	-	562	22,385	-	93,050	43,548	18,035	31,468	14,068	9,542	6,530	3,136	1,554
31.12.2038	248	5.41	215,562	44,472	-	829	42,867	-	127,394	59,620	26,433	41,340	17,602	11,661	7,798	3,582	1,701
31.12.2039	299	6.52	259,917	53,623	-	1,000	-	-	205,295	96,078	24,285	84,931	34,440	22,285	14,565	6,400	2,912
31.12.2040	335	7.30	291,181	60,073	-	1,120	42,867	-	187,121	87,573	31,741	67,808	26,187	16,551	10,571	4,443	1,938
31.12.2041	361	7.87	313,813	64,742	-	1,207	-	-	247,864	116,000	28,328	103,536	38,081	23,508	14,674	5,899	2,465
31.12.2042	361	7.86	313,310	64,639	-	1,205	-	-	247,467	115,815	28,279	103,373	36,211	21,834	13,319	5,122	2,051
31.12.2043	311	6.78	270,174	55,739	-	1,039	-	-	213,396	99,869	24,110	89,416	29,830	17,568	10,473	3,852	1,479
31.12.2044	266	5.80	231,049	47,667	-	889	-	-	182,493	85,407	19,814	77,272	24,551	14,123	8,228	2,895	1,065
31.12.2045	228	4.97	197,921	40,833	-	761	-	-	156,327	73,161	15,626	67,539	20,437	11,483	6,538	2,200	776
31.12.2046	196	4.26	169,589	34,988	-	652	-	-	133,949	62,688	13,069	58,192	16,770	9,203	5,121	1,648	557
31.12.2047	167	3.63	144,461	29,803	-	556	-	-	114,101	53,399	11,768	48,934	13,431	7,199	3,915	1,205	390
31.12.2048	143	3.12	124,123	25,608	-	477	-	-	98,038	45,882	10,317	41,839	10,936	5,726	3,043	896	278
31.12.2049	122	2.66	105,787	21,825	-	407	-	(17,946)	101,501	46,034	7,497	11,942	47,970	6,107	3,172	893	266
31.12.2050	104	2.27	90,246	18,619	-	347	-	(17,946)	89,227	37,931	6,538	44,758	10,612	5,301	2,690	725	207

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																		
רכיבי התזרים																		
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות גז (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%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%	
31.12.2051	94	2.05	81,417	16,797	-	313	-	1,063	63,243	22,113	9,558	31,573	7,129	3,478	1,725	445	121	
31.12.2052	119	2.59	102,899	21,229	-	28,309	-	19,009	34,352	16,077	8,135	10,140	2,181	1,039	504	124	32	
31.12.2053	17	0.38	14,901	3,074	-	27,970	-	19,009	(35,152)	-	-	(35,152)	(7,199)	(3,351)	(1,587)	(374)	(94)	
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
סה"כ	3,582	78	3,107,646	641,133	-	67,779	42,867	3,190	2,352,678	1,105,862	290,921	955,895	336,507	208,864	134,104	62,141	34,387	

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2020 (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 קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
105,685	107,958	110,384	111,660	112,982	115,772	29,620	45,805	191,197	-	14,570	32,112	-	61,833	299,712	8.60	395	31.12.2021
99,015	105,542	112,819	116,778	120,973	130,158	31,676	71,022	232,856	-	6,172	29,068	-	69,688	337,784	9.16	421	31.12.2022
76,248	84,808	94,777	100,384	106,466	120,277	31,495	87,243	239,016	-	5,555	28,928	-	71,092	344,590	9.13	419	31.12.2023
62,382	72,402	84,590	91,677	99,547	118,084	29,589	107,127	254,800	-	-	28,879	-	73,738	357,417	9.49	436	31.12.2024
33,924	41,085	50,183	55,653	61,869	77,059	37,876	98,661	213,596	-	68,603	29,019	-	80,896	392,114	10.35	475	31.12.2025
36,849	46,568	59,465	67,480	76,804	100,444	36,017	120,045	256,506	-	41,881	29,068	-	85,117	412,572	10.62	488	31.12.2026
40,741	53,724	71,723	83,282	97,046	133,262	32,630	145,936	311,829	-	-	29,108	-	88,621	429,558	10.91	501	31.12.2027
34,726	47,783	66,691	79,240	94,534	136,304	34,119	149,921	320,344	-	-	29,609	-	90,965	440,918	11.00	505	31.12.2028
30,481	43,766	63,860	77,641	94,832	143,571	36,786	158,659	339,015	-	-	29,700	-	95,842	464,557	11.46	526	31.12.2029
26,063	39,049	59,568	74,107	92,671	147,313	38,080	163,090	348,483	-	-	29,746	-	98,315	476,544	11.65	535	31.12.2030
21,696	33,919	54,094	68,863	88,163	147,154	38,346	163,185	348,686	-	-	29,747	-	98,368	476,800	11.65	535	31.12.2031
17,992	29,353	48,939	63,749	83,559	146,444	38,265	162,489	347,199	-	-	29,740	-	97,979	474,918	11.65	535	31.12.2032
14,983	25,506	44,459	59,260	79,524	146,340	38,357	162,478	347,175	-	-	29,739	-	97,973	474,888	11.65	535	31.12.2033
12,471	22,153	40,369	55,060	75,648	146,168	38,613	162,551	347,332	-	-	29,740	-	98,014	475,086	11.65	535	31.12.2034
9,780	18,127	34,535	48,198	67,797	137,548	38,885	155,207	331,640	-	7,849	29,702	-	95,965	465,155	11.65	535	31.12.2035
7,040	13,617	27,122	38,732	55,778	118,823	43,229	142,557	304,609	-	35,019	29,703	-	96,002	465,331	11.65	535	31.12.2036
6,191	12,494	26,017	38,018	56,054	125,381	42,820	147,966	316,166	-	22,385	29,697	-	95,721	463,970	11.65	535	31.12.2037
4,644	9,781	21,292	31,838	48,060	112,874	44,533	138,471	295,879	-	42,867	29,698	-	95,771	464,215	11.65	535	31.12.2038
4,847	10,651	24,240	37,089	57,319	141,351	38,955	158,615	338,920	-	-	29,699	-	95,817	464,437	11.65	535	31.12.2039
3,258	7,471	17,775	27,830	44,033	114,018	43,595	138,651	296,264	-	42,867	29,700	-	95,872	464,703	11.65	535	31.12.2040
3,390	8,112	20,178	32,326	52,366	142,373	37,979	158,655	339,007	-	-	29,700	-	95,840	464,547	11.65	535	31.12.2041
2,706	6,757	17,573	28,807	47,776	136,390	36,192	151,820	324,402	-	-	29,629	-	92,025	446,055	11.19	514	31.12.2042
1,939	5,052	13,735	23,039	39,120	117,261	30,478	129,966	277,705	-	-	29,401	-	79,828	386,934	9.71	446	31.12.2043
1,379	3,749	10,656	18,291	31,797	100,078	25,346	110,335	235,759	-	-	29,197	-	68,871	333,827	8.38	385	31.12.2044
980	2,781	8,262	14,512	25,828	85,354	20,948	93,513	199,815	-	-	29,022	-	59,483	288,319	7.24	332	31.12.2045
693	2,051	6,370	11,449	20,862	72,390	17,310	78,909	168,609	-	-	28,870	-	51,332	248,811	6.25	287	31.12.2046
482	1,489	4,836	8,894	16,593	60,455	14,828	66,227	141,511	-	-	28,738	-	44,254	214,502	5.39	247	31.12.2047
336	1,082	3,674	6,914	13,206	50,520	12,530	55,465	118,515	-	-	28,626	-	38,247	185,388	4.66	214	31.12.2048
231	777	2,758	5,311	10,386	41,719	10,609	46,034	98,362	-	-	28,528	-	32,983	159,873	4.02	185	31.12.2049
160	561	2,081	4,101	8,210	34,627	8,491	37,931	81,049	-	-	28,443	-	28,461	137,954	3.47	159	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2020 (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 גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
59	217	843	1,699	3,483	15,424	9,713	22,113	47,250	19,009	-	28,371	-	24,598	119,228	3.00	138	31.12.2051
32	124	504	1,039	2,181	10,140	8,135	16,077	34,352	19,009	-	28,309	-	21,229	102,899	2.59	119	31.12.2052
(94)	(374)	(1,587)	(3,351)	(7,199)	(35,152)	-	-	(35,152)	19,009	-	27,970	-	3,074	14,901	0.38	17	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
661,308	858,135	1,202,784	1,479,571	1,878,265	3,389,925	976,046	3,646,725	8,012,697	57,027	287,766	967,205	-	2,423,813	11,748,509	297	13,626	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות זג 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%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	9	9	9	9	8	8
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	9	8	8	8	7	7
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	9	8	7	7	6	5
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	(68,603)	-	68,603	32,387	(7,449)	43,665	35,057	31,535	28,436	23,280	19,223
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	26,722	-	(26,722)	(12,506)	4,459	(18,676)	(14,280)	(12,547)	(11,056)	(8,658)	(6,851)
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	41,881	-	(41,881)	(19,600)	4,518	(26,798)	(19,515)	(16,747)	(14,423)	(10,804)	(8,193)
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	(9)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	(9)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	(9)	(5)	(3)	(3)	(1)	(1)
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2035	-	-	-	-	-	-	(7,849)	-	7,849	3,673	(845)	5,020	2,474	1,759	1,260	662	357
31.12.2036	-	-	-	-	-	-	(35,019)	-	35,019	16,389	(5,172)	23,802	11,173	7,759	5,433	2,728	1,410
31.12.2037	-	-	-	-	-	-	20,482	-	(20,482)	(9,586)	3,210	(14,106)	(6,307)	(4,277)	(2,927)	(1,406)	(697)
31.12.2038	-	-	-	-	-	-	(20,482)	-	20,482	9,586	(1,690)	12,586	5,359	3,550	2,374	1,091	518
31.12.2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	986	(986)	(400)	(259)	(169)	(74)	(34)
31.12.2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	986	(986)	(381)	(241)	(154)	(65)	(28)
31.12.2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	986	(986)	(363)	(224)	(140)	(56)	(23)
31.12.2042	21	0.46	18,335	3,783	-	71	42,867	-	(28,385)	(13,284)	7,372	(22,473)	(7,872)	(4,747)	(2,895)	(1,113)	(446)
31.12.2043	89	1.94	77,284	15,944	-	297	-	-	61,042	28,568	7,469	25,005	8,342	4,913	2,929	1,077	413
31.12.2044	150	3.27	130,235	26,868	-	501	-	-	102,865	48,141	12,587	42,138	13,388	7,701	4,487	1,579	581
31.12.2045	202	4.41	175,587	36,225	-	675	-	-	138,686	64,905	16,970	56,811	17,191	9,659	5,499	1,851	652
31.12.2046	248	5.40	214,939	44,344	-	827	-	-	169,769	79,452	20,592	69,725	20,094	11,027	6,136	1,975	667
31.12.2047	287	6.26	249,092	51,390	-	958	-	-	196,744	92,076	23,059	81,609	22,399	12,006	6,529	2,010	651
31.12.2048	321	6.99	278,049	57,364	-	1,069	-	-	219,616	102,780	26,357	90,478	23,650	12,383	6,580	1,938	601
31.12.2049	295	6.43	255,893	52,793	-	984	-	-	202,116	94,590	24,185	83,340	20,747	10,610	5,510	1,552	462

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2020 (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 גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
377	1,322	4,907	9,668	19,355	81,635	23,676	92,642	197,952	-	-	964	-	51,705	250,622	6.30	289	31.12.2050
332	1,215	4,712	9,501	19,474	86,242	19,374	92,910	198,526	(19,009)	-	874	-	46,890	227,281	5.72	263	31.12.2051
240	916	3,717	7,669	16,093	74,833	15,394	79,372	169,599	(19,009)	-	733	-	39,334	190,657	4.80	220	31.12.2052
293	1,168	4,955	10,459	22,471	109,716	21,701	84,684	216,101	(19,009)	-	960	-	51,480	249,532	6.28	288	31.12.2053
102	426	1,887	4,076	8,965	45,960	18,835	57,000	121,795	19,009	-	28,734	-	44,069	213,608	5.38	247	31.12.2054
58	253	1,172	2,590	5,832	31,392	14,483	40,356	86,230	19,009	-	28,561	-	34,779	168,580	4.25	195	31.12.2055
4	18	85	193	445	2,515	5,858	7,365	15,738	19,009	-	28,218	-	16,367	79,332	2.00	92	31.12.2056
10,686	22,900	64,858	118,028	223,401	881,462	257,899	971,900	2,111,261	-	-	94,428	-	573,335	2,779,025	70	3,209	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2020 (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 קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
105,693	107,966	110,393	111,669	112,991	115,781	29,611	45,805	191,197	-	14,570	32,112	-	61,833	299,712	8.60	395	31.12.2021
99,021	105,549	112,827	116,785	120,981	130,167	31,667	71,022	232,856	-	6,172	29,068	-	69,688	337,784	9.16	421	31.12.2022
76,254	84,814	94,784	100,391	106,473	120,286	31,487	87,243	239,016	-	5,555	28,928	-	71,092	344,590	9.13	419	31.12.2023
62,382	72,402	84,590	91,677	99,547	118,084	29,589	107,127	254,800	-	-	28,879	-	73,738	357,417	9.49	436	31.12.2024
53,147	64,365	78,619	87,188	96,926	120,724	30,427	131,048	282,199	-	-	29,019	-	80,896	392,114	10.35	475	31.12.2025
29,998	37,909	48,409	54,934	62,524	81,768	40,477	107,539	229,784	-	68,603	29,068	-	85,117	412,572	10.62	488	31.12.2026
32,548	42,921	57,300	66,535	77,531	106,464	37,148	126,336	269,948	-	41,881	29,108	-	88,621	429,558	10.91	501	31.12.2027
34,726	47,783	66,691	79,240	94,534	136,304	34,119	149,921	320,344	-	-	29,609	-	90,965	440,918	11.00	505	31.12.2028
30,481	43,766	63,860	77,641	94,832	143,571	36,786	158,659	339,015	-	-	29,700	-	95,842	464,557	11.46	526	31.12.2029
26,063	39,049	59,568	74,107	92,671	147,313	38,080	163,090	348,483	-	-	29,746	-	98,315	476,544	11.65	535	31.12.2030
21,694	33,917	54,091	68,859	88,158	147,146	38,355	163,185	348,686	-	-	29,747	-	98,368	476,800	11.65	535	31.12.2031
17,991	29,351	48,936	63,746	83,555	146,436	38,274	162,489	347,199	-	-	29,740	-	97,979	474,918	11.65	535	31.12.2032
14,982	25,504	44,456	59,256	79,519	146,332	38,365	162,478	347,175	-	-	29,739	-	97,973	474,888	11.65	535	31.12.2033
12,471	22,153	40,369	55,060	75,648	146,168	38,613	162,551	347,332	-	-	29,740	-	98,014	475,086	11.65	535	31.12.2034
10,137	18,789	35,795	49,957	70,271	142,568	38,040	158,880	339,488	-	-	29,702	-	95,965	465,155	11.65	535	31.12.2035
8,451	16,345	32,554	46,490	66,952	142,625	38,057	158,945	339,627	-	-	29,703	-	96,002	465,331	11.65	535	31.12.2036
5,494	11,089	23,090	33,741	49,748	111,274	46,030	138,380	295,684	-	42,867	29,697	-	95,721	463,970	11.65	535	31.12.2037
5,162	10,872	23,667	35,388	53,419	125,460	42,843	148,057	316,361	-	22,385	29,698	-	95,771	464,215	11.65	535	31.12.2038
4,813	10,577	24,071	36,830	56,919	140,365	39,941	158,615	338,920	-	-	29,699	-	95,817	464,437	11.65	535	31.12.2039
3,230	7,406	17,622	27,589	43,653	113,032	44,580	138,651	296,264	-	42,867	29,700	-	95,872	464,703	11.65	535	31.12.2040
3,367	8,056	20,038	32,102	52,003	141,387	38,965	158,655	339,007	-	-	29,700	-	95,840	464,547	11.65	535	31.12.2041
2,260	5,644	14,677	24,061	39,904	113,917	43,564	138,536	296,017	-	42,867	29,699	-	95,808	464,390	11.65	535	31.12.2042
2,352	6,129	16,664	27,952	47,462	142,266	37,948	158,534	338,748	-	-	29,698	-	95,772	464,218	11.65	535	31.12.2043
1,960	5,328	15,143	25,993	45,186	142,216	37,932	158,476	338,624	-	-	29,698	-	95,740	464,062	11.65	535	31.12.2044
1,632	4,631	13,762	24,171	43,019	142,165	37,917	158,418	338,501	-	-	29,697	-	95,708	463,906	11.65	535	31.12.2045
1,360	4,026	12,506	22,476	40,955	142,115	37,902	158,361	338,378	-	-	29,697	-	95,675	463,750	11.65	535	31.12.2046
1,133	3,499	11,365	20,901	38,991	142,064	37,887	158,303	338,254	-	-	29,696	-	95,643	463,594	11.65	535	31.12.2047
937	3,020	10,255	19,297	36,856	140,999	38,887	158,245	338,131	-	-	29,695	-	95,611	463,437	11.65	535	31.12.2048
693	2,329	8,268	15,921	31,133	125,060	34,795	140,624	300,478	-	-	29,512	-	85,776	415,766	10.45	480	31.12.2049
537	1,883	6,988	13,769	27,565	116,262	32,167	130,573	279,002	-	-	29,407	-	80,166	388,575	9.77	449	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (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%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2051	400	8.72	346,509	71,488	-	29,246	-	-	245,776	115,023	29,087	101,666	22,956	11,200	5,555	1,432	391
31.12.2052	339	7.39	293,556	60,563	-	29,042	-	-	203,951	95,449	23,529	84,973	18,273	8,708	4,221	1,041	272
31.12.2053	306	6.66	264,433	54,555	-	28,930	-	-	180,948	84,684	21,701	74,564	15,271	7,108	3,367	794	199
31.12.2054	247	5.38	213,608	44,069	-	28,734	-	19,009	121,795	57,000	18,835	45,960	8,965	4,076	1,887	426	102
31.12.2055	195	4.25	168,580	34,779	-	28,561	-	19,009	86,230	40,356	14,483	31,392	5,832	2,590	1,172	253	58
31.12.2056	92	2.00	79,332	16,367	-	28,218	-	19,009	15,738	7,365	5,858	2,515	445	193	85	18	4
סה"כ	16,835	367	14,527,533	2,997,149	-	1,061,633	287,766	57,027	10,123,958	4,618,625	1,233,945	4,271,388	2,101,666	1,597,599	1,267,642	881,036	671,994

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.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, בין היתר, 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 ודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של 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 במועדי התאמות המחיר כפי שנקבעו בהסכם עם חברת החשמל עשוי להיות שונה מהותית מהערכת השותפות, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחיר, והכל בהתאם למנגנון ההתאמה כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל.

4. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווה (מחיר הגז וכמות מכירות הגז⁷¹) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

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%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,716,123	1,184,192	881,051	693,538	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,150,721	952,590	710,341	559,685
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,053,129	145,961	66,555	35,976	עתודות צפויות (Reserves Probable)	860,293	122,757	58,116	33,112
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,769,252	1,330,153	947,605	729,513	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,011,014	1,075,346	768,457	592,797
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	970,900	70,929	24,753	11,329	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	791,690	58,592	20,895	9,923
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,740,151	1,401,082	972,358	740,842	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,802,704	1,133,938	789,352	602,721
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,856,492	1,241,718	923,356	726,620	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,009,061	894,397	667,316	525,837
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,102,546	152,112	68,936	36,920	עתודות צפויות (Probable Reserves)	812,457	117,021	56,054	32,435
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,959,037	1,393,830	992,293	763,540	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,821,517	1,011,418	723,370	558,272
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,015,510	73,893	25,622	11,602	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	746,956	55,603	20,027	9,665
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,974,547	1,467,724	1,017,915	775,142	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,568,474	1,067,021	743,396	567,937

⁷¹ יודגש כי הניתוחים האמורים לרגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת, אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

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 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,996,816	1,299,135	965,538	759,567	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	1,867,449	836,097	624,146	491,821
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,152,017	158,337	71,393	37,939	עתודות צפויות (Reserves Probable)	764,477	111,200	53,924	31,704
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	4,148,833	1,457,472	1,036,931	797,506	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	2,631,926	947,297	678,070	523,525
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,060,121	76,858	26,491	11,876	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	702,643	52,868	19,359	9,567
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,208,953	1,534,330	1,063,422	809,383	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,334,569	1,000,165	697,429	533,092

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 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,518,837	1,160,331	872,152	690,073	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,150,739	952,599	710,348	559,691
עתודות צפויות (Reserves Probable)	964,605	147,792	68,771	37,303	עתודות צפויות (Reserves Probable)	860,302	122,758	58,117	33,112
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,483,441	1,308,122	940,922	727,376	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,011,041	1,075,357	768,465	592,804
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	838,865	72,683	26,456	12,160	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	791,698	58,592	20,896	9,924
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,322,307	1,380,805	967,378	739,536	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,802,739	1,133,949	789,360	602,727
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,575,728	1,204,118	908,480	720,453	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,009,087	894,411	667,327	525,846
עתודות צפויות (Probable Reserves)	928,763	151,543	71,704	39,035	עתודות צפויות (Probable Reserves)	812,469	117,023	56,054	32,435
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,504,490	1,355,661	980,184	759,487	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,821,557	1,011,434	723,381	558,281
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	842,980	78,861	29,208	13,320	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	746,969	55,604	20,027	9,665
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,347,471	1,434,522	1,009,392	772,807	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,568,526	1,067,037	743,408	567,945

א-73

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 20% ⁷²					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,585,187	1,238,984	940,600	748,730	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	1,867,483	836,113	624,158	491,831
עתודות צפויות (Reserves Probable)	928,877	161,013	77,363	42,168	עתודות צפויות (Reserves Probable)	764,493	111,202	53,925	31,705
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,514,064	1,399,998	1,017,963	790,898	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	2,631,976	947,316	678,083	523,535
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	843,308	85,926	32,579	14,828	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	702,660	52,869	19,359	9,567
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,357,373	1,485,923	1,050,541	805,726	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,334,635	1,000,185	697,443	533,102

⁷² יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

5. להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI) ותעריף ייצור החשמל) ליום 31.12.2020 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות⁷³:

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)	2,435,932	1,069,860	796,947	627,703	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,432,143	1,067,510	795,048	626,145
עתודות צפויות (Reserves Probable)	955,885	134,096	62,134	34,380	עתודות צפויות (Probable Reserves)	955,906	134,112	62,148	34,393
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,391,817	1,203,956	859,081	662,083	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,388,049	1,201,621	857,196	660,538
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	881,464	64,863	22,905	10,690	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	881,461	64,853	22,896	10,682
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	4,273,280	1,268,819	881,986	672,773	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	4,269,510	1,266,475	880,093	671,221

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 תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,596,169	1,121,833	830,757	651,122	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,303,249	1,029,839	771,953	611,111
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,027,057	143,012	65,606	35,781	עתודות צפויות (Probable Reserves)	892,918	126,130	58,993	33,079
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,623,226	1,264,844	896,363	686,903	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,196,167	1,155,969	830,945	644,190
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	946,632	69,245	24,217	11,125	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	823,665	60,995	21,757	10,317

⁷³ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה- CPI, בניתוח הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

654,507	852,703	1,216,964	4,019,832	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	698,029	920,580	1,334,089	4,569,858	סה"כ עתודות מסוג 3P 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

31.12.2020 (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 בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					קטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,567,659	1,126,997	836,544	656,330	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,227,651	1,002,589	752,718	596,500
עתודות צפויות (Reserves Probable)	942,425	140,997	65,779	36,102	עתודות צפויות (Probable Reserves)	859,457	122,059	57,481	32,534
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,510,084	1,267,994	902,323	692,432	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,087,109	1,124,648	810,200	629,034
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	853,817	70,170	25,209	11,606	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	792,104	58,834	21,086	10,074
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	4,363,901	1,338,164	927,532	704,038	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,879,213	1,183,482	831,285	639,109

7. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות

העתודות המשויכות לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות והמשאבים המותנים הקודם, נובעים מהפקה של כ- BCF 172 גז טבעי וכ- 225.5 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך החציון השני של שנת 2020.

8. נתוני הפקה

להלן נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2018-2020⁷⁴:

גז טבעי ⁷⁵			
2020	2019	2018	
291,339	368,712	363,950	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
64,095	81,117	92,698	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
5.13	5.46	5.49	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) ⁷⁷
0.59	0.62	0.61	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)
0.22	0.11	0.09	המדינה
0.24	0.39	0.35	צדדים שלישיים
0.38	0.46	0.39	בעלי עניין
3.70	3.88	4.05	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) ⁷⁸
0.06	-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
3.64	3.88	4.05	היטל רווחי נפט וגז
			תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות)

⁷⁴ יצוין כי, ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: 30.3.2013) ועד ליום 31.12.2020 סופק ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ- BCM 69 וכ- 3.2 מיליון חביות קונדנסט. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע היומי של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2019 – 31.12.2020) לכ- BCF 0.9.

⁷⁵ החלק המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

⁷⁶ נתוני ההפקה לשנים 2019 ו-2020 מבוססים על החזקתה הישירה של השותפות בפרויקט תמר בשיעור של 22%. נתוני ההפקה לשנת 2018 כוללים, בנוסף להחזקתה הישירה של השותפות בפרויקט תמר, גם את חלקה של השותפות בנתוני ההפקה של תמר פטרוליום.

⁷⁷ המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של השותפות הכולל את מתווה מכירת גז טבעי בין פרויקט תמר לבין פרויקט ים תטיס. לעניין זה ראו סעיפים 7.7 ו- 7.26.2 להלן.

⁷⁸ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים עלויות חיפוש ופיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

ההוניות של השותפות (דולר ל-MCF)			
2.70	3.31	3.29	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %) ⁷⁹

קונדנסט ^{81,80}			
2020	2019	2018	
2,098	2,643	2,614	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
84.2	106.11	121.51	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
34.88	56.42	63.01	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
4.0	6.38	7.03	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
1.3	1.31	1.05	המדינה
1.7	3.73	4.12	צדדים שלישיים
2.06	2.5	2.11	בעלי עניין
25.8	42.50	48.7	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) ⁸²
0.3	-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
25.5	42.50	48.7	היטל רווחי נפט וגז
2.76	3.35	3.31	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
			שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) ⁸³

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

חוות דעת של המעריך

מצורף **כנספח ב'** לדוח זה דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2020, וכן מצורפת **כנספח א'**

⁷⁹ 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.

⁸⁰ ראו הערת שוליים 75 לעיל.

⁸¹ ראו הערת שוליים 77 לעיל.

⁸² ראו הערת שוליים 78 לעיל.

⁸³ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

לפרק זה הסכמת המעריך להכללת הדוח האמור בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 14 במרץ 2021 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, 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 (2018) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), כתוקפם בעת אישור 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.

גבי לסט,
יו"ר הדירקטוריון

(ב) משאבים מותנים ומנובאים בחזקת דלית

לפרטים בדבר משאבים מותנים ומנובאים בחזקת דלית, נכון ליום 31.12.2017, ראו סעיף 7.3.9(ב) לדוח התקופתי לשנת 2017 של השותפות, כפי שפורסם ביום 21.3.2018 (מס' אסמכתא: 01-022209-2018) (להלן: "**הדוח התקופתי לשנת 2017**") אשר המידע המצוי בו מובא בזאת על דרך ההפניה. נכון ליום 31.12.2020, לא חל שינוי בפרטים הנ"ל. מצ"ב **כנספת א'** הסכמת NSAI להכללת הדוח האמור בדוח זה, לרבות בדרך של הפנייה, ומכתב היעדר שינויים מהותיים מ- NSAI בחזקת דלית.

7.4 זכויות בקפריסין7.4.1 רקע

ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת 30% מזכויותיה של נובל קפריסין לשותפות 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**") וברשיון חיפוש על-פי הסכם הזיכיון (להלן בסעיף זה: **רישיון החיפוש**).

ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלי הזכויות בהסכם הזיכיון לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון (להלן: "**ההתקן להסכם הזיכיון**") ובמקביל לכך, הוענק לבעלי הזכויות רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן בסעיף 7.4: "**הרישיון**" או "**רישיון ההפקה**" או "**הרישיון בבלוק 12**") ואושרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן בסעיף 7.4: "**תוכנית הפיתוח**"), כמתואר בסעיף 7.4.11 להלן. הסכם הזיכיון וההתקן להסכם הזיכיון יקראו להלן: "**הסכם הזיכיון**".

7.4.2 פרטים כלליים אודות בלוק 12

<u>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</u>	
שם נכס הנפט:	בלוק 12
מיקום:	שטח ימי במים הכלכליים של קפריסין הממוקם כ- 35 ק"מ צפונית מערבית למאגר לווייתן ⁸⁴
שטח:	כ- 386 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) שניתן בכפוף להסכם הזיכיון
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2019
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	7.11.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-

⁸⁴ יצוין כי, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ואחוזים בודדים בשטח רישיון 370/ישי (להלן: "**רישיון ישי**") אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. יצוין כי, השותפים במאגר אפרודיטה קיבלו פניות הן מהשותפים ברישיון ישי והן ממשדד האנרגיה לגבי הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה היא כי הענין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדין הבינלאומי. עוד יצוין כי, בהמשך למגעים שהתקיימו בין ממשלות ישראל וקפריסין להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה, ביום 9.3.2021 חתמו הממשלות כאמור על מכתב עקרונות המנחה את השותפים במאגר אפרודיטה ואת בעלי הזכויות ברישיון ישי לנהל משא ומתן ישיר להסדרת סוגיית גלישת מאגר אפרודיטה, הכולל עקרונות ולוחות זמנים לניהול המשא ומתן.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	7.11.2044 (25 שנה מיום הענקת הרישיון)
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ניתן להאריך ב- 10 שנים נוספות
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 Royal (35%) למיטב ידיעת השותפות, של BG Dutch Shell Plc. (להלן: "Shell"), חברת אנרגיה העוסקת בכל תחומי הפעילות של תעשיית הגז והנפט הפועלת ביותר מ-70 מדינות בעולם.⁸⁵ - השותפות (30%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	22.1.2009. ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברישיון החיפוש לשותפות.
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 30% ברישיון
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפרטים ראו סעיף 7.4.8 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- 13,370 אלפי דולר

7.4.3 להלן פרטים נוספים אודות הרישיון בבלוק 12 והסכם הזיכיון

(א) במסגרת הסכם הזיכיון, התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. ביצוע קידוח הערכה/פיתוח בשטח הרישיון בהתאם לתכנית הפיתוח והשלמתו בתוך 24 חודשים ממועד קבלת רישיון ההפקה.

2. השלמת התכנון ההנדסי המפורט (Front End Engineering Design – FEED) (להלן: "FEED"), העברת התוצרים בהתאם לתכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר, תוך 48 חודשים מיום קבלת רישיון ההפקה (קרי בחודש נובמבר 2021).

בהסכם הזיכיון נקבעו תנאים מסוימים אשר בהתקיימם יהיו השותפים ברישיון זכאים לקבלת אורכה לצורך עמידה באבני הדרך הנ"ל, כאשר המועד האחרון לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) יהא בתום 6 שנים מיום קבלת רישיון ההפקה. יצוין כי אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם זו נבעה מ"כח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).

(ב) עוד יצוין כי במסגרת התיקון להסכם הזיכיון נערכו שינויים ועדכונים נוספים, בין היתר, בנוגע להעברת זכויות על ידי הצדדים, אישור תוכנית עבודה ותקציב שנתי, אופן

⁸⁵ פרטים נוספים אודות Shell זמינים באתר האינטרנט: <https://www.shell.com/about-us/who-we-are.html>.

אישור שינויים בתוכניות ובתקציבים, אופן חישוב ההוצאות שונות, שינויים בקשר לעילות לביטול הזכיון, הסדרים בנוגע להבטחת האטימה, הפירוק והפינוי של קידוחים ומתקנים בסיום תקופת הזכיון, ועוד.

(ג) 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. הסכם הזכיון קובע מנגנוני חלוקה של תפוקת נפט וגז טבעי, כמפורט להלן. יצוין כי, רפובליקת קפריסין רשאית לקבל את חלקה בנפט או בגז הטבעי המופק, כולו או חלקו, בעין.

א. חלוקת נפט

בעלי הזכויות בבלוק 12 יחלקו את הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם רפובליקת קפריסין בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הנפט, ככל שיופק כדלקמן⁸⁶:

מחיר לחבית (בדולר)			תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ⁸⁷
עד 50	מ- 50.01 ועד 100	מעל 100	
חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)			
60%	63%	65%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 50,000 (כולל)
63%	67%	72%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 50,001 ועד 100,000 (כולל)
70%	75%	80%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 100,001 ועד 150,000 (כולל)
77%	80%	83%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 150,001 ועד 200,000 (כולל)
83%	85%	85%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוה מ- 200,000

ב. חלוקת גז טבעי

1. הסכם הזכיון, לפני התיקון לו מיום 7.11.2019, קבע מנגנון לחלוקת הגז הטבעי שיופק בשטח הזכיון, על בסיס קצב ההפקה היומי הממוצע, כפי שפורט בהרחבה בסעיף 7.8.3(ו) לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2018 שפורסם ביום 24.3.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-023982).
2. לאחר תיקון הסכם הזכיון נקבע כאמור מנגנון חדש לחלוקת התפוקה

⁸⁶ יצוין כי, מנגנון חלוקת הנפט לא תוקן במסגרת התיקון להסכם הזכיון.
⁸⁷ החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המובאות בטבלה.

של גז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל- 55% מההכנסות השנתיות שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: **"התפוקה לחלוקה"**) תתחלק בין השותפים לממשלת קפריסין בהתאם למקדם R-פקטור, אשר המונה שלו כולל את סך ההכנסות המצטברות נטו והמכנה שלו כולל את סך ההשקעות ההוניות המצטברות. על פי המנגנון החדש, חלקה של ממשלת קפריסין בתפוקה לחלוקה גדל כפונקציה של המקדם באופן לינארי, והוא יגיע לשיעור מירבי כאשר מקדם ה-R-פקטור יהיה שווה ל- 2.5. לעניין זה:

- **"הכנסות מצטברות נטו"** משמעותן – חלקם של השותפים בהכנסות שהתקבלו בפועל מתפוקת הגז (לרבות התפוקה לכיסוי ההוצאות), בניכוי ההוצאות התפעוליות בהן נשאו השותפים בשטח הזיכיון, החל ממועד חתימת הסכם הזיכיון (28.10.2008) ועד תום הרבעון שקדם ליום החישוב (להלן: **"תקופת החישוב"**).

- **"השקעות הוניות מצטברות"** משמעותן – הוצאות הפיתוח, הוצאות הפקה בעלות אופי הוני (ללא הוצאות תפעוליות) וכל הוצאות החיפוש, ביחס לשטח נשוא הסכם הזיכיון, שהוצאו בפועל במהלך תקופת החישוב.

לפרטים בדבר שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות לפי 4 תרחישים תיאורטיים בלבד לפיהם נקבע מקדם ה-R-פקטור, ראו סעיף 7.4.8 להלן.

(ד) 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 חיפוש, הערכה, פיתוח, הפקה ותפעול (להלן: **"הוצאות בלוק 12"**)⁸⁸ בשיעור של עד 55% מסך הכנסות מהגז שיופק ועד 49% מסך הכנסות מהנפט שיופק (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 הסכם הזיכיון. הוצאה שלא כוסתה במועד סיום הסכם הזיכיון לא תוחזר.

(ה) 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

⁸⁸ ההכרה בהוצאות בלוק 12 נערכת בכל שנה על-פי דוחות המוגשים על-ידי מפעילת הפרויקט והיא מוגבלת למסגרת תקציב המוגש לאישור לרפובליקת קפריסין כחלק מהליך אישור תוכנית העבודה השנתית מכח הסכם הזיכיון.

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.

(ז) הבונוסים כמפורט בסעיף 7.4.31 לעיל אינם נכללים בהוצאות הניתנות לקיזוז כאמור לעיל.

(ז) תשלום חלקה של רפובליקת קפריסין בגז ו/או הנפט המופק מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שהיה על בעלי הזכויות לשלם לרפובליקת קפריסין.

(ח) 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.

(ט) על פי הסכם הזיכיון, שינוי בשליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין.

(י) 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 יכולת פיננסית או טכנית של השותפים לעמוד בהתחייבויות על-פי הסכם הזיכיון כתוצאה מקורות אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של אחד השותפים או של חברת האם שלו או כל מקרה אחר אשר תוצאתו הינה ירידה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד השותפים באופן מהותי ביחס למצבו בעת חתימת הסכם הזיכיון.

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

(יא) מתן ערבות ביצוע לרפובליקת קפריסין

לפרטים בדבר ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום שהמציאה קבוצת דלק לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם הזיכיון, ראו סעיף (ה) לתקנה 22 בפרק ד' לדוח זה.

7.4.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט

זיהוי 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 ⁸⁹ .	-

7.4.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12 עד למועד אישור הדוח קוימה במלואה.

7.4.6 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

פרויקט בלוק 12			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁹⁰	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2018	- המשך בחינת חלופות שונות לפיתוח מאגר אפרודיטה. - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, 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 הרישיון, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. - היערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרישיון.	כ- 1,898	כ- 569
2019	- המשך בחינת חלופות שונות לפיתוח מאגר אפרודיטה. - הגשת תכנית מעודכנת לפיתוח מאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין - המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל	כ- 3,190 כ- 1,175	כ- 957 כ- 353

⁸⁹ ביום 2.10.2013 הסתיים קידוח ההערכה "אפרודיטה A-2" אשר החל ביום 7.6.2013.

⁹⁰ הסכומים לשנים 2018-2020 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

89 - כ	296 - כ	- הזרימה המשך בחינת מיקום אפשרי לקידוח הערכה, היקפו ועלותו. - המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח הרישיון, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. - היערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרישיון.	
617 - כ	2,056 - כ	המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה.	2020
1,012 - כ	3,372 - כ	תכנון קידוח הערכה אשר יוסב, ככל שיידרש, לקידוח הפקה.	
639 - כ	2,131 - כ	המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק.	
266 - כ	885 - כ	ביצוע תכנון הנדסי מפורט לקראת קבלת החלטת השקעה סופית.	
		המשך בחינת אפשרויות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה.	
1,086 - כ	3,474 - כ	המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה.	⁹¹ 2021
⁹³ 8,507 - כ	⁹² 27,071 - כ	תכנון ובחינת הביצוע של קידוח הערכה, ככל שיידרש, אשר יוסב לקידוח הפקה.	
		המשך ניתוח הפרוספקטיביות בשטח רישיון ההפקה, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק.	
5,647 - כ	18,637 - כ	המשך בחינת אפשרויות מסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה, בין היתר, באמצעות ביצוע Pre-FEED וסקרים ימיים.	
		המשך ניתוח גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי של מסד הנתונים הקיים ברישיון, בין השאר תוך שילוב של נתונים משדות סמוכים, ועדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה.	2022 ואילך

⁹¹ נכון למועד אישור הדוח, מתוך התקציבים הנ"ל, אושר על-ידי השותפים בבlook 12 תקציב לשנת 2021 בסך של כ- 28 מיליון דולר.

⁹² תקציב זה הינו תקציב מותנה על-ידי שותפי בlook 12 ותלוי בתזמון הקידוח.

⁹³ סך זה כולל דמי ניהול לשותף הכללי בגין פעילות חיפושים. לפרטים ראו סעיף (ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה.

כ- 30,300 ⁹⁴	כ- 100,000	• בחינת ביצוע קידוח הערכה, ככל שיידרש, אשר יוסב לקידוח הפקה. • המשך ניתוח הפרוספקטביות בשטח רישיון ההפקה, בין השאר לאור ממצאים משדות סמוכים, ובפרט ניתוח טכני וכלכלי של פרוספקט עמוק. • קידום חלופה למסחור הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה. ביצוע FEED, תכנון הנדסי מפורט והערכות לביצוע. • בחינת האפשרות לקבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר אפרודיטה במתכונת המפורטת בסעיף 7.4.11 להלן.
כ- 10,605	כ- 35,000	
כ- 757,500 עד 909,000	כ- 2,500,000 עד 3,000,000	

אזהרת 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 כמשמעותו בסעיף 32 לחוק 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.

7.4.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבלוק 12

שיעור השתתפות	אחוז לפני השקעה	אחוז לאחר 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	30%	30%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.4.2 לעיל
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט					לפרטים ראו סעיף 7.4.8 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט	-30.3% 31.2%	-30.3% 31.2%	-101% 104%	-101% 104%	לפרטים ראו סעיף 7.4.9 להלן

7.4.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12

בטבלה שלהלן מובאים פרטים בדבר שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות מההכנסות שתנבענה בגין גז טבעי שיופק מנכס הנפט, ככל שתהיינה, בהתאם למנגנון החלוקה החדש, על פי 4 תרחישים תיאורטיים בלבד לפיהם נקבע מקדם ה-R- פקטור על 1, 1.5, 2 ו- 2.5. יש להדגיש כי הנתונים בטבלה שלהלן מבוססים על תחשיבים

⁹⁴ סך זה כולל דמי ניהול לשותף הכללי בגין פעילות חיפושים. לפרטים ראו סעיף (ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה.

שבוצעו על פי הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר, בנוגע לקצב ההפקה של הגז הטבעי מהמאגר ומכירתו, עלויות הפיתוח של המאגר והמתקנים, עלויות ההפקה השוטפות ועוד, אשר בפועל עשויים להיות שונים באופן מהותי מההערכות וההנחות עליהן שהובאו בחשבון.

הערות	R-פקטור 2.5	R-פקטור 2	R-פקטור 1.5	R-פקטור 1	
	100%	100%	100%	100%	סך ההכנסות מתפוקת הגז הטבעי
הנתונים המפורטים בטבלה מבוססים על תחשיבים שנערכו על בסיס הנחות עבודה שונות, בין היתר, בנוגע לעלויות הפיתוח והתפעול של הפרויקט, קצב ההפקה והמכירה, מחירי הגז ועוד.	67.5%	50.75%	21.75%	15.75%	חלק רפובליקת קפריסין בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	32.5%	49.25%	78.25%	84.25%	חלק השותפים בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי
	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	שיעור ההחזקה של השותפות בנכס הנפט
	9.75%	14.78%	23.48%	25.28%	חלק השותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי, לפני תשלום תמלוגי-על
הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה, קבוצת דלק, ואחרים שאינם צדדים קשורים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.25.10 להלן. יצוין כי הנתונים המפורטים בטבלה זו חושבו בהתאם לעמדת השותפות, לפיה תמלוגי העל בבלוק 12 חלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקת הגז הטבעי, כלומר לאחר ניכוי חלק המדינה בתפוקה (זאת בניגוד לתמלוגי העל מנכסי הנפט בישראל, שחלים ביחס לחלקה של השותפות בתפוקה לפני תשלום תמלוגי המדינה לפי חוק הנפט).	0.93%	1.40%	2.23%	1.14%	תשלום תמלוגי-על לגורמים שונים
	8.82%	13.38%	21.25%	24.14%	שיעור ההשתתפות האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהכנסות מתפוקת הגז הטבעי

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הנתונים שלעיל בדבר שיעור ההשתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות מהכנסות שתנבענה מנכס הנפט, ככל שתהיינה, מהווים "מידע צופה פני עתיד" כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. נתונים אלו מבוססים במידה רבה על הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר, בנוגע לקצב ההפקה של הגז הטבעי מהמאגר, כמויות ומחירי מכירת הגז הטבעי, עלויות הפיתוח של המאגר והמתקנים, עלויות ההפקה השוטפות, ועוד. מודגש כי נתונים אלו עשויים להיות בפועל שונים באופן מהותי מההערכות וההנחות הנ"ל, והם מושפעים ומותנים, בין היתר, בהשלמת התכנון המפורט של תכנית הפיתוח, הביצוע בפועל של הפרויקט ומכלול של גורמים נוספים אשר לשותפות אין שליטה מלאה לגביהם או יכולת להעריכם במידה מספקת של ודאות.

7.4.9 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש, פיתוח

והפקה בבלוק 12

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
המפעיל	1%-4%	שיעור של 1.5% בגין הוצאותיו העקיפות של המפעיל מכלל ההוצאות הישירות בקשר עם פעולות פיתוח והפקה, בכפוף להחרגות מסוימות, כגון פעילות שיווק.
		שיעור של 1%-4% 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.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	30%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	30.3%-31.2%	
<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 המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	30.3%-31.2%	השותפות משלמת דמי ניהול לשותף הכללי, המורכבים מסכום קבוע ומסכום משתנה המחושב מההוצאות החיפושיות (לפרטים ראו סעיף 7(ב) לתקנה 21 בפרק ד' לדוח זה). סכומים אלו לא הובאו בחשבון בטבלה זו.

7.4.10 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש ופיתוח בבלוק 12 (באלפי דולר)⁹⁵

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט⁹⁶</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (להחזר הוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2018	כ- 2,176	-	כ- 70

⁹⁵ העלויות בטבלה משקפות את החזקת השותפות בבלוק 12 לאחר המיזוג, קרי 30%.

⁹⁶ לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

פרט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ⁶	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)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	כ- 2,439	-	כ- 77
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	כ- 4,264	-	כ- 57

7.4.11 תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה

תוכנית הפיתוח, אשר אושרה על ידי ממשלת קפריסין ביום 7.11.2019, כפופה לעדכונים לאור תוצאות ה- FEED, וההתקדמות בהיבטים המסחריים והפיננסיים של הפרויקט, וכוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית משוערת של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 5 בארות הפקה בשלב הראשון ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה- FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח, ללא עלות הקמת הצנרות אל שווקי היעד, מוערכת בכ- 2.5 עד כ-3 מיליארד דולר (במונחי 100%). התקציב המוערך לתוכנית העבודה עד למועד קבלת החלטת השקעה סופית הוא כ- 150-200 מיליון דולר (בגין 100%). גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לביצוע קידוח הערכה/פיתוח נוסף ול- FEED, הסדרים מסחריים לפיתוח הצנרות לייצוא, חתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי והתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, אישורים רגולטוריים וכן ביצוע הסדרים מימוניים. ככל שיתקיימו התנאים המתלים המפורטים לעיל, מועד תחילת אספקת הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה עשוי לחול במהלך שנת 2026. יצוין כי, העלויות המשוערות הנ"ל אינן כוללות עלויות בגין פיתוח והקמת צנרת לייצוא הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה.

במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2020, פנו השותפים במאגר אפרודיטה, בפניה ראשונית, לממשלת קפריסין לביצוע שינויים בתוכנית העבודה שאושרה במסגרת תוכנית הפיתוח מיום 7.11.2019. עיקרו של שינוי זה נוגע לדחיית מחויבות השותפים לקידוח הערכה A-3 (אפרודיטה 3) עד לחודש נובמבר 2021, כך שהקידוח האמור יבוצע לאחר קבלת החלטת השקעה בפרויקט אפרודיטה והסבתו לקידוח הפקה. לעמדת השותפים במאגר אפרודיטה, אין נחיצות לביצוע הקידוח טרם קבלת החלטת השקעה בפרויקט.

במספר פגישות שנערכו עם ממשלת קפריסין בחודשים האחרונים, הוצגה הבקשה בפירוט לממשלת קפריסין, לרבות הטיעונים התומכים בכך, גיאולוגים ואחרים. נכון למועד אישור הדוח, מתנהלים דיונים בין השותפים לבין ממשלת קפריסין בקשר עם האמור לעיל. אם וככל שממשלת קפריסין תענה לבקשה, הרי ששינוי זה בתוכנית העבודה ובתוכנית הפיתוח יצריך תיקון של הסכם הזיכיון ותוכנית הפיתוח וכן אישור של שר האנרגיה בקפריסין וממשלת קפריסין.

השותפים במאגר אפרודיטה הגישו לממשלת קפריסין תוכנית עבודה ותקציב לשנת 2021 בהיקף של כ- 55.5 מיליון דולר. מתוך סכום זה, אישרו השותפים תוכנית עבודה ותקציב לשנת 2021 בהיקף של כ- 28 מיליון דולר (בגין 100% מהזכויות), כאשר יתרת סך התקציב תובא לאישור השותפים עם התקדמות הפרויקט, לרבות החלטה לגבי ביצוע קידוח ההערכה A-3. יצוין כי נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבל אישור ממשלת קפריסין לתוכנית העבודה לשנת 2021.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הפרטים המובאים לעיל, בדבר המועד האפשרי לקבלת החלטת השקעה סופית, העלות המשוערת של תכנית הפיתוח, והמועד האפשרי לתחילת אספקת הגז הטבעי, מהווים "מידע צופה פני עתיד" כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוססים במידה רבה על הערכות והנחות עבודה שונות, בין היתר, בהשלמת התכנון המפורט של תכנית הפיתוח, הביצוע בפועל של הפרויקט ומכלול של גורמים נוספים אשר לשותפות אין שליטה מלאה לגביהם או יכולת להעריכם במידה מספקת של ודאות.

7.4.12 משאבים מותנים ומנובאים בבלוק 12

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ושהוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), נכון ליום 31.12.2020, חלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה⁹⁷ שבשטח בלוק 12 הוכחו על-ידי קידוח "אפרודיטה A-1" וקידוח "אפרודיטה A-2" (והן קידוח "אפרודיטה 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 כמויות⁹⁸

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2020, המשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁹⁹ (Gross)		סה"כ (100%) גז בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.0	5.6	0.0	18.7	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A
0.1	26.2	0.2	87.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	

⁹⁷ יצוין כי, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רישיון ישי אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל.

⁹⁸ הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רישיון ישי.

⁹⁹ לאור העובדה שחלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12 תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד אישור הדוח, הרי שלא ניתן לקבוע, נכון למועד אישור 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.

סה"כ השיעור המשוין למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ⁹⁹		סה"כ (100%) גז בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.1	35.2	0.3	117.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	חולות C
0.9	461.8	3.1	1,539.4	האומדן הנמוך (Low Estimate)	
1.5	680.7	5.0	2,269.1	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
2.1	884.0	7.1	2,946.7	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	16.8	0.1	55.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1U
0.2	80.3	0.6	267.6	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.3	109.5	0.9	365.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	3.6	0.0	12.1	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1M
0.1	57.2	0.4	190.7	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	91.8	0.7	306.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	19.5	0.1	64.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1L
0.1	59.0	0.4	196.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	75.2	0.6	250.7	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.2	71.0	0.5	236.6	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2U
0.2	99.0	0.7	330.0	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.3	110.2	0.9	367.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	18.4	0.1	61.3	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2M
0.1	31.5	0.2	104.9	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.1	39.6	0.3	132.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	5.4	0.0	17.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2L
-	9.2	0.1	30.6	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
-	18.4	0.1	61.4	האומדן הגבוה (High Estimate)	

2. בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים המותנים מותנים, בין היתר, בהבשלת תכנית הפיתוח, קבלת החלטת השקעה סופית וחתימת הסכמים. לפרטים בדבר תוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה, ראו סעיף

7.4.6 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.

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

(ב) משאבים מנובאים

1. נתוני כמויות¹⁰⁰

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2020, המשאבים המנובאים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה, הינם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹⁰¹ (Gross)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.0	1.1	0.0	3.8	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A
0.0	2.9	0.0	9.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	5.6	0.0	18.5	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	9.9	0.1	33.0	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות C
0.0	15.7	0.1	52.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.1	24.3	0.2	81.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.1	29.5	0.2	98.4	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1U
0.1	49.8	0.4	166.1	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	88.8	0.7	296.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	13.8	0.1	46.0	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות DIM
0.1	31.6	0.2	105.4	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	79.2	0.6	263.9	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.1	38.1	0.3	127.1	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות DIL
0.1	58.4	0.4	194.7	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	87.5	0.7	291.5	האומדן הגבוה (High Estimate)	

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

100

101

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ¹⁰¹		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
				(High Estimate)	
0.1	49.6	0.3	165.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2U
0.2	106.9	0.8	356.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.6	264.9	2.1	883.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	0.8	0.0	2.5	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2M
0.0	7.1	0.0	23.6	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	81.3	0.7	271.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	0.1	0.0	0.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2L
0.0	1.4	0.0	4.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	62.0	0.5	206.5	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 לאחרונה בשנת 2014, על בסיס נתונים שנאספו בקידוחי "אפרודיטה 1-A" ו-"אפרודיטה 2-A" שבשטח מאגר אפרודיטה, ובקידוח "Aphrodite-2" שבשטח רישיון 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)		Area (Acree)		Average Gross Thickness (feet)		מטרה
Low	High	Low	High	Low	High	
235,317	416,701	3,473	5,878	68	17	חולות D1U
135,311	472,365	2,252	5,013	60	94	חולות D1M
298,899	396,826	3,889	5,005	77	79	חולות D1L
152,116	558,147	2,428	6,222	63	90	חולות D2U
5,372	504,043	332	5,152	16	98	חולות D2M
100	549,579	25	4,058	4	135	חולות D2L

Net-to-Gross (decimal)		Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		מטרה
Low	High	Low	High	Low	High	
0.30	0.50	0.19	0.23	0.55	0.65	חולות D1U
0.25	0.45	0.21	0.26	0.45	0.55	חולות D1M
0.30	0.50	0.20	0.24	0.55	0.65	חולות D1L
0.70	0.90	0.19	0.23	0.65	0.75	חולות D2U
0.25	0.45	0.20	0.24	0.65	0.75	חולות D2M
0.40	0.70	0.19	0.23	0.55	0.65	חולות D2L

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)		Gas Recovery Factor (decimal)		מטרה
Low	High	Low	High	
378	378	0.6	0.7	חולות D1U
378	378	0.6	0.7	חולות D1M
378	378	0.6	0.7	חולות D1L
379	379	0.6	0.7	חולות D2U
379	379	0.6	0.7	חולות D2M
379	379	0.6	0.7	חולות D2L

תא השבר הדרום מערבי

Gross Rock Volume (Acre*Feet)		Area (Acree)		Average Gross Thickness (feet)		מטרה
Low	High	Low	High	Low	High	
97,488	146,232	1,930	2,896	51	51	חולות A
50,648	75,972	490	736	103	103	חולות C
770	56,044	52	1,018	15	55	חולות D1U
100	61,355	25	732	4	84	חולות D1L
3,649	15,383	115	395	32	39	חולות D2
700	85,606	46	1,296	15	66	חולות D1U
100	66,966	25	909	4	74	חולות D1L
100	40,415	25	487	4	83	חולות D2

Net-to-Gross (decimal)		Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		מטרה
Low	High	Low	High	Low	High	
0.03	0.13	0.16	0.20	0.50	0.60	חולות A
0.40	0.70	0.19	0.23	0.65	0.75	חולות C
0.30	0.50	0.19	0.23	0.55	0.65	חולות D1U
0.25	0.45	0.21	0.26	0.45	0.55	חולות D1L
0.30	0.50	0.20	0.24	0.55	0.65	חולות D2
0.70	0.90	0.19	0.23	0.65	0.75	חולות D1U

0.25	0.45	0.20	0.24	0.65	0.75	חולות D1L
0.40	0.70	0.19	0.23	0.55	0.65	חולות D2

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)		Gas Recovery Factor (decimal)		מטרה
Low	High	Low	High	
375	375	0.6	0.7	חולות A
378	378	0.6	0.7	חולות C
378	378	0.6	0.7	חולות D1U
378	378	0.6	0.7	חולות D1L
378	378	0.6	0.7	חולות D2
379	379	0.6	0.7	חולות D1U
379	379	0.6	0.7	חולות D1L
379	379	0.6	0.7	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	95
חולות D1M	100	85	100	100	85
חולות D1L	100	95	100	100	95
חולות D2U	100	95	100	100	95
חולות D2M	100	75	100	100	75
חולות D2L	100	85	100	100	85

תא השבר הדרום מערבי

מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
חולות A	100	70	100	100	70

95	100	100	95	100	חולות C
90	100	100	90	100	חולות D1U
80	100	100	80	100	חולות DIM
90	100	100	90	100	חולות D1L
95	100	100	95	100	חולות D2U
70	100	100	70	100	חולות D2M
80	100	100	80	100	חולות D2L

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 רישיון 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

ההבדלים בין דוח המשאבים הנוכחי לבין דוח המשאבים הקודם אשר פורסם בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2017 נובעים מעדכון מיפוי המאגר ועדכון

המודל הגיאולוגי כך שיכלול את כל מסד הנתונים המעודכן וכן מהשוואה למאגרים סמוכים.

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 כנספח ג' דוח משאבים מותנים ומנובאים בבולק 12 שהוכן על-ידי NSAI נכון ליום 31.12.2020 וכן מצורפת כנספח א' לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה, לרבות בדרך של הפניה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 14 במרץ 2021 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, 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 וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2018) 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 אישור 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.

גבי לסט,
יו"ר הדירקטוריון

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בשנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט. לפיכך, ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה, עשוי הדבר למנוע אפשרות לקבלת החלטות השקעה בכלל, ובפרויקטים חדשים בפרט.

7.5 רישיון אופק חדש

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם S.O.A. Energy Israel Ltd. (להלן: "SOA"), בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) ברישיון היבשתי 405/"אופק חדש" (להלן: "רישיון אופק חדש"), המצוי באזור השפלה במרכז ישראל (להלן בסעיף זה: "הסכם הרכישה"). עם התקיימות התנאים המתלים בהסכם, ביום 10.10.2019, הושלמה העסקה לרכישת הזכויות כאמור וביום 5.11.2019 הודיע הממונה על ענייני הנפט כי נרשמה בספר הנפט העברת הזכויות כאמור. לפרטים נוספים אודות הסכם הרכישה, ראו סעיף 7.25.12 להלן.

רישיון אופק חדש מהווה נכס נפט זניח ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה, ולפיכך מובא להלן תיאור מצומצם שלו.

7.5.1 פרטים כלליים

<u>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</u>	
שם נכס הנפט:	405/"אופק חדש"
מיקום:	רישיון יבשתי באזור השפלה במרכז הארץ
שטח:	כ- 344 קמ"ר
סוג נכס הנפט:	רישיון לביצוע חיפושי נפט
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	21.6.2017

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	20.6.2020
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	5.4.2020
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	20.6.2021
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להארכה בעוד 3 שנים נוספות עם אפשרות הארכה בת שנתיים נוספות, במקרה של תגלית.
ציון שם המפעיל (Operator):	SOA
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	• SOA - 45%, למיטב ידיעת השותפות בעל השליטה ב-SOA הוא מר סעיד סרסור (איש עסקים, אזרח ישראלי ותושב אנגליה); • השותפות – 25%; • גלוב אקספלוריישן (י.ח.ד), שותפות מוגבלת (להלן: "גלוב") – 20%, למיטב ידיעת השותפות בעלת השליטה בגלוב הינה גלוב חיפושים המשמשת כשותף הכללי בגלוב;¹⁰² • קפיטל פוינט בע"מ (להלן: "קפיטל") – 10%, למיטב ידיעת השותפות לקפיטל אין בעל שליטה.

7.5.2 חלק השותפות בנכס הנפט

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	19.3.2019
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה במישרין ב-25% מהזכויות ברישיון
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 20.50% לאחר החזר ההשקעה – 19.25%
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- 6,345 אלפי דולר ¹⁰³

7.5.3 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

הפעילות העיקרית המתוכננת ברישיון אופק חדש הינה כניסה מחדש לקידוח הקיים "אופק ST-2", וביצוע מבחני הפקה בו.

בחודש ספטמבר 2020 קיבלו השותפים ברישיון החלטה על השתתפות בביצוע מבחני ההפקה שיבוצעו במהלך שנת 2021 בתקציב של בין כ- 10 מיליון דולר לכ- 13 מיליון דולר (100%). חלק השותפות בתקציב הוא בין כ- 7.5 מיליון דולר לכ-

¹⁰² נכון למועד אישור הדוח, מניות ההצבעה בגלוב חיפושים מוחזקות על ידי גריפין אקספלוריישן בע"מ, חברה פרטית בשליטתם (בשרשרת) של: (א) ה"ה מנחם וגיל שטרנברג – 17.21%; (ב) ח.פ.ה השקעות בע"מ, חברה פרטית בשליטת (בשרשרת) יעקב ז"ל ומרגריט חי – 34.68%; (ג) דרין אחזקות בע"מ, חברה פרטית בשליטת ד"ר ברוך דרין וצבי דרין – 23.12%; (ד) עזבון מר צביקה בורודצקי ז"ל – 17.5%; ו- (ה) אל.אי.איי. פיור קפיטל בע"מ, חברה פרטית בשליטתו של מר כפיר זילברמן – 7.49%.

¹⁰³ מתוך סכום זה, שילמה השותפות סך של 500 אלפי דולר, בהתאם להסכם הרכישה (לפרטים ראו סעיף 7.25.12 להלן).

8.5 מיליון דולר¹⁰⁴.

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברישיון אופק חדש מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור דוח זה, וכן תיאור תמציתי של הפעולות המתוכננות ברישיון, בהתאם לתכנית העבודה המעודכנת שאישר הממונה על ענייני הנפט ביום 24.12.2020.

אופק חדש			
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 ההוןיות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2018	חתימת הסכם עם קבלן קידוח והגשת תוכנית מבחני הפקה לאישור הממונה על ענייני הנפט.		
2019	- העברת דיגיטציה של חתכים סייסמיים, פיענוח לוגים וניתוח פטרופיזי לממונה על ענייני הנפט. - הגשת תוכנית לכניסה מחודשת לקידוח ולביצוע מבחני הפקה לממונה על ענייני הנפט ביום 15.5.2019. - קבלת כלל ההיתרים והאישורים הנדרשים לצורך כניסה לקרקע וביצוע מבחני ההפקה לרבות אישור מבעל הקרקע ואישור ועדה מקומית.	כ- 30 כ- 60 כ- 351	כ- 7.5 כ- 15 כ- 8
2020	- תכנון והכנה לביצוע מבחני הפקה בקידוח אופק-2. - הגשת הסכם חתום עם קבלן לביצוע מבחני ההפקה בשטח הרישיון, ותוכנית הנדסית לממונה על ענייני הנפט.	כ- 5,845	כ- 5,845
2021 ואילך	- קבלת כל האישורים הנדרשים לשם ביצוע מבחני הפקה בקידוח אופק-2. - ביצוע מבחני הפקה בקידוח אופק-2. - הגשת דוח מסכם של מבחני ההפקה לממונה על ענייני הנפט שלושה חודשים ממועד סיום ביצוע מבחני ההפקה.	כ- 5,914	כ- 1,970

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות ברישיון אופק חדש, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות השותף הכללי בשותפות לגבי הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות המתבססים כולם על הערכות שקיבל השותף הכללי בשותפות מהמפעיל (SOA). הפעולות המתוכננות, העלויות

¹⁰⁴ יצוין כי, בהסכם הרכישה התחייבה השותפות כי תישא בעלויות מבחני הפקה ברישיון אופק חדש עד לסכום כולל שלא יעלה על 6.5 מיליון דולר ארה"ב וכי ככל שעלויות מבחני ההפקה תעלה על הסכום האמור, ישלם כל אחד מהשותפים ברישיון אופק חדש, ובכלל זאת השותפות, את חלקו היחסי בעלות הנוספת כאמור, בהתאם להוראות הסכם התפעול המשותף (JOA).

ולוחות הזמנים עשויים להיות שונים מהותית מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בקבלת החלטות המתאימות על-ידי שותפי אופק חדש, 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.

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בשנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט. לפיכך, ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה, עשוי הדבר לעכב קידום פרויקטים קיימים או למנוע אפשרות לקבלת החלטות השקעה בכלל, ובפרויקטים חדשים בפרט.

7.6 רישיון יהל חדש

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם SOA, בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) ברישיון היבשתי 406/י"הל חדש" (להלן: "רישיון יהל חדש"), המצוי בצפון ישראל (להלן בסעיף זה: "הסכם הרכישה" ו-"העסקה"). עם התקיימות התנאים המתלים בהסכם, ביום 10.10.2019, הושלמה העסקה לרכישת הזכויות כאמור וביום 5.11.2019 הודיע הממונה על ענייני הנפט כי נרשמה בספר הנפט העברת הזכויות כאמור. לפרטים נוספים אודות הסכם הרכישה, ראו סעיף 7.25.12 להלן.

רישיון יהל חדש מהווה נכס נפט זניח ביחס לכלל פעילות השותפות ונכסיה, ולפיכך מובא להלן תיאור מצומצם שלו.

7.6.1 פרטים כלליים

<u>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</u>	
שם נכס הנפט:	406/י"הל חדש"
מיקום:	רישיון יבשתי באזור מפרץ חיפה, דרומית לכביש עכו צפת, וצפונית ליקנעם
שטח:	397.5 קמ"ר
סוג נכס הנפט:	רישיון לביצוע חיפושי נפט
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	21.6.2017
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	20.6.2020
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	5.4.2020
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	20.6.2021
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להארכה בעוד 3 שנים נוספות עם אפשרות הארכה בת שנתיים נוספות, במקרה של תגלית
ציון שם המפעיל (Operator):	SOA
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות	• SOA - 45% ; • השותפות - 25% ; • גלוב - 20% ;

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
בעלי השליטה בשותפים האמורים: ¹⁰⁵	• קפיטל – 10%.

7.6.2 חלק השותפות בנכס הנפט

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
19.3.2019	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות מחזיקה במישרין ב- 25% מהזכויות ברישיון	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
לפני החזר ההשקעה – 20.50% לאחר החזר ההשקעה – 19.25%	ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 513 אלפי דולר ¹⁰⁶	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):

7.6.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברישיון יהל חדש מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור דוח זה, וכן תיאור תמציתי של הפעולות המתוכננות ברישיון, בהתאם לתוכנית העבודה המעודכנת שאישר הממונה על ענייני הנפט ביום 11.1.2021.

יהל חדש			
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)
2019	- השלמת מסמך סביבתי על פי תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה), התשע"ב-2012. - הגשת בקשה על פי נוהל מבא"ת בצירוף מסמך סביבתי ביום 11.6.2019. - דיון בוועדה המחוזית לתכנון ולבניה צפון ביום 15.8.2019, ובכלל זה טיפול בתנאי הוועדה.	כ- 27	כ- 7
2020	תכנון והכנה לקראת קידוח ניסיון בשטח הרישיון, ובכלל זה השגת כלל האישורים הנדרשים.	כ- 12	כ- 3
2021 ¹⁰⁷	- עד ליום 1.9.2021 - דיון וקבלת החלטת הוועדה המחוזית לאשר בקשה לקידוח. - עד ליום 3.10.2021 - הגשת	כ- 60	כ- 15

¹⁰⁵ לפירוט אודות בעלי השליטה של השותפים, ראו סעיף 7.5.1 לעיל.

¹⁰⁶ מתוך סכום זה, שילמה השותפות סך של 500 אלפי דולר, בהתאם להסכם הרכישה (לפרטים ראו סעיף 7.25.12 להלן).

¹⁰⁷ נכון למועד אישור הדוח, התקציב לשנת 2021 ואילך טרם אושר על-ידי השותפים.

		בקשה לאישור קידוח והסכם חתום עם קבלן קידוח לאישור הממונה.	
כ- 5,000	כ- 20,000	- עד ליום 1.2.2022 - תחילת ביצוע קידוח. - שלושה חודשים ממועד סיום הקידוח - הגשת דוח מסכם.	2022 ואילך

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות ברישיון יהל חדש, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות השותף הכללי בשותפות לגבי הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען של הפעולות המתוכננות המתבססים כולם על הערכות שקיבל השותף הכללי בשותפות מהמפעיל (SOA). הפעולות המתוכננות, העלויות ולוחות הזמנים עשויים להיות שונים מהותית מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בקבלת ההחלטות המתאימות על-ידי שותפי יהל חדש, 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.

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בשנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט. לפיכך, ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה, עשוי הדבר לעכב קידום פרויקטים קיימים או למנוע אפשרות לקבלת החלטות השקעה בכלל, ובפרויקטים חדשים בפרט.

7.7 פרויקט ים תטיס

פרויקט ים תטיס כולל את חזקת נועה שבשטחה התגלה בשנת 1999 מאגר הגז הטבעי "נועה", וחזקת אשקלון שבשטחה התגלו המאגרים מרי B ופינקלס בשנים 2000 ו-2012, בהתאמה. הפקת הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס החלה בחודש מרץ 2004 והופסקה בחודש מאי 2019, בעקבות מיצוי (Depletion) המאגרים. נכון למועד אישור הדוח, עיקר שימושם של נכסי הפרויקט הינו אספקת שירותי תשתית למאגר תמר¹⁰⁸. לאור האמור, השותפות רואה בפרויקט ים תטיס כנכס נפט זניח.

על-פי האישורים וההנחיות שנתקבלו מהממונה על ענייני הנפט, נערכת המפעילה לביצוע פירוק (Decommissioning) ונטישה של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, ולרבות בארות ההפקה והציוד התת-ימי, בהתאם לתוכנית פירוק מאושרת. במקביל, מתקיים דיון בין הצדדים האמורים בקשר עם בקשת המפעילה לאשר "אחסון קר" של פלטפורמת ים תטיס, שתאפשר, בין היתר, את הפיכתה ללא מאוישת. כן מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או פירוק ונטישה של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.11 להלן. יצוין כי, בדוחותיה הכספיים של השותפות, בהתבסס בין היתר, על יועצים בעלי מומחיות בתחום, רשמה השותפות אומדן לנטישה מלאה של

¹⁰⁸ 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.

נכסי חזקות אשקלון ונועה (הן קידוחים וציוד תת ימי והן פלטפורמות ים תטיס), בסך של כ-99.6 מיליון דולר.

יצוין כי, ביום 3.5.2020 נחתם הסכם בין השותפות, נובל, קבוצת דלק ורציו, במסגרתו הוסדר אופן אספקת גז טבעי ללקוחות בעלות הזכויות במאגר ים תטיס (נובל, השותפות וקבוצת דלק) ממאגר לויתן.

לאור סיווגו של הפרויקט האמור כזניח, יובא תיאור מצומצם שלו, כדלקמן:

7.7.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכסי הנפט:	חזקת נועה חזקת אשקלון
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
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס 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:	- השותפות (48.5%) - נובל (47.059%) - קבוצת דלק (4.441%)

7.7.2 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט ים תטיס

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

פרויקט ים תטיס			
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)
2018	- הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים. - בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי	כ-472.8	כ-229.3

		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- 726.3 כ- 145.3	כ- 1,497 כ- 299.7	• הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים. • בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה. • היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס. • הכנת הפלטפורמה ל"אחסנה קרה" (cold stacking), ובכלל זה ניתוק (air-gapping) של צינורות גז מבארות ההפקה למתקני הטיפול וההפקה שעל הפלטפורמה. • 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.	2019
כ- 1,135 כ- 3,862	כ- 2,342 כ- 7,962	• תפעול ותחזוקה שוטפים. • הכנת הפלטפורמה ל"אחסנה קרה" (cold stacking), ובכלל זה ניתוק (air-gapping) של צינורות גז מבארות ההפקה למתקני הטיפול וההפקה שעל הפלטפורמה. • בחינת שימושים בתשתיות קיימות ושימור או הגדלת יכולת ההפקה. • היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות ומתקנים במאגרי פרויקט ים תטיס.	2020
כ- 76,855	כ- 158,464	• בחינת שימושים בתשתיות הקיימות של הפרויקט. • אחסנה קרה (cold stacking) של פלטפורמת מרי-B, בין היתר, על-ידי ניתוק צנרת הגז אל הפלטפורמה (בכלל זה מהמאגר, מפלטפורמת תמר, ומצינור ה-30 אינטש), ופינוי ציוד וחומרים שאינם נדרשים. • אטימה ונטישה של בארות ההפקה של הפרויקט, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט. פירוק ונטישה של מתקנים תת-ימיים, בהתאם לתקינה והנחיות הממונה על ענייני הנפט.	2021 ואילך

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בפרויקט ים תטיס, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוען, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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.

7.8 חזקות תנין וכריש

כמפורט להלן, לשותפות זכויות לקבלת תמלוגים מחזקות תנין וכריש אשר בבעלות Energean Israel Ltd (להלן: "אנרג'יאן ישראל"). מובהר כי התיאור המובא להלן ביחס לחזקות תנין וכריש מבוסס בעיקרו על פרסומים פומביים של Energean Oil & Gas plc (להלן: "אנרג'יאן"), חברה ציבורית זרה שמניותיה נסחרות בבורסה בלונדון ובבורסה בתל-אביב, שהינה, למיטב ידיעת השותפות, בעלת השליטה באנרג'יאן ישראל. מובהר כי, אין ביכולת השותפות לאמת את נכונות הפרטים המובאים בפרסומים אלו באופן עצמאי.

7.8.1 כללי

בעקבות החלטת הממשלה לאשרור מתווה הגז, ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות, נובל ואבנר לבין אנרג'יאן ישראל, 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. לאחר התקיימות כל התנאים המתלים ביום 26.12.2016 הושלמה העסקה והועברו מלוא הזכויות בחזקות לאנרג'יאן ישראל. לפרטים נוספים אודות ההסכם ראו סעיף 7.25.13 להלן.

נכון למועד אישור הדוח, רואה השותפות בטובת ההנאה מחזקות תנין וכריש כנכס נפט זניח לתוצאות פעילות השותפות ולעסקיה, וזאת לאחר בחינה כמותית של הערך הנוכחי של סך ההכנסות הצפויות להערכת השותפות מזכותה לקבלת תמלוגים מחזקות כריש ותנין מתוך סך הערך הנוכחי של תזרימי המזומנים הצפויים, לרבות מפרויקט תמר ומפרויקט לויתן ובצירוף עלות השקעת השותפות בפרויקט בלוק 12 בקפריסין ובחינה כמותית של חלקה של השותפות בעתודות ובמשאבים המותנים המצויים בשטח חזקות כריש ותנין ביחס לסך העתודות והמשאבים המותנים המיוחסים לשותפות בנכסי הנפט שלה. 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.

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

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חזקות תנין חזקות כריש
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ-80-130 קילומטר מערבית

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
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 הארכה האפשרית:	ב- 20 שנים נוספות, בכפוף לחוק הנפט
ציון שם המפעיל (Operator):	אנרג'יאן ישראל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים :	100% אנרג'יאן ישראל

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 המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	כ- 5.12% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל") ולפני מועד החזר ההשקעה; כ-2.47% לפני תשלום ההיטל ולאחר מועד החזר ההשקעה; כ-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- (5,516) אלפי דולר ¹⁰⁹

7.8.2 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בחזקות תנין וכריש

למיטב ידיעת השותפות, תכנית הפיתוח של מאגרי הגז הטבעי כריש ותנין שהגישה אנרג'יאן ישראל לממונה על ענייני הנפט, אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2017 (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח"), כאשר בשלב הראשון יפותח מאגר כריש ובהמשך יפותח מאגר תנין¹¹⁰.

במהלך שנת 2018 קיבלה אנרג'יאן החלטת השקעה סופית בנוגע לפיתוח מאגר כריש. ביום 17.11.2020 פרסמה אנרג'יאן הודעה ממנה עולה כי הזרמת הגז ממאגר כריש צפויה להתחיל, להערכתה, במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2021. ביום 11.2.2021 פרסמה אנרג'יאן מצגת ודוח משאבים נערך על-ידי צד שלישי,

¹⁰⁹ ההשקעה האמורה הינה מהתקופה טרום המכירה, בה הוחזק נכס הנפט באופן ישיר על-ידי השותפות; העלות המפורטת מציגה את העלות של השותפות לאחר המיזוג, קרי 52.941%. ההשקעה בתקופה הנ"ל כוללת עדכון תקציב (קישור) בסך של כ- 5,516 אלפי דולר.

¹¹⁰ https://www.gov.il/he/Departments/news/spokesperson_development

שמהם עולה כי הזרמת הגז ממאגר כריש צפויה להתחיל, להערכתה, בתחילת שנת 2022.

ביום 15.4.2019 הודיעה¹¹¹ אנרג'יאן אודות ממצא גז טבעי (Discovery) בקידוח כריש צפון. לפי פרסומי אנרג'יאן, התוכנית לפיתוח מאגר כריש צפון שהוגשה על ידי אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2020, והחלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר כריש צפון התקבלה ביום 14.1.2021¹¹². בהתאם להערכת אנרג'יאן, ההפקה ממאגר זה צפויה להתחיל במחצית השנייה של שנת 2023.

למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרי כריש, תנין וכריש צפון (להלן בסעיף זה: "המאגרים") פורסמו לאחרונה על ידי אנרג'יאן ביום 11.2.2021¹¹³. על פי דיווח זה כוללים המאגרים, עתודות גז טבעי (2P) בהיקף של כ- BCM 98.2 ונוזלים פחמימניים בהיקף של כ-99.6 מיליון חביות (זאת לעומת משאבים (2P+2C) של גז טבעי בהיקף של כ- BCM 98.6 ולנוזלים פחמימניים בהיקף של כ-82 מיליון חביות, בהתאם לפרסום קודם של אנרג'יאן מחודש אפריל 2020). בנוסף, ציינה אנרג'יאן כי ה-FPSO יגיע לכושר הפקה של כ- BCM 8 לשנה בשנת 2023. כמו כן, פרסמה אנרג'יאן את היקף המשאבים הפרוספקטיביים בשטחי המאגרים כריש ותנין ובשטח הרישיונות במים הכלכליים של ישראל שבידה, ובכלל זאת במאגרי כריש ותנין.

לפרטים אודות הערכת שווי מהותית מאוד בדבר זכות התמלוגים של השותפות מחזקות כריש ותנין, ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) וכן נספח ג' לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

יודגש כי השותפות, כבעלת זכות לתמלוגים, אינה נושאת בהוצאות תכנית הפיתוח של המאגרים כריש, תנין וכריש צפון.

יצוין כי, במהלך חודש אפריל 2020 הוחלפו בין אנרג'יאן לשותפות מכתבים בקשר עם זכאות השותפות לקבלת תמלוגים מהחזקות. לטענת אנרג'יאן, בין היתר, התחייבותה לתשלום תמלוגים אינה חלה בכל הקשור להידרוקרבונים ממאגר כריש צפון, ובנוסף, לא כל הנוזלים הפחמימניים אשר יופקו מחזקת כריש עונים להגדרת קונדנסט תחת ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות. עמדת השותפות, בהתבסס על יועציה, הינה כי על-פי ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות, מסמכי התמלוג והרישום בספר הנפט, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחמימניים אשר עתידים להיות מופקים מהחזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם.

¹¹¹ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://maya.tase.co.il/reports/details/1224643>

¹¹² [ps://www.energean.com/media/4647/20210113-karish-north-fid.pdf](https://www.energean.com/media/4647/20210113-karish-north-fid.pdf)

¹¹³ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://www.energean.com/investors/reports-presentations>

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בהמשך שנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט. ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה עשוי הדבר לגרום לעיכוב בהתקדמות עבודות הפיתוח וההפקה של המאגרים כריש ותנין וכתוצאה מכך יפחת השווי הנוכחי של תמלוגי השותפות ממאגרי כריש ותנין.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - התיאור לעיל בעניין הפעולות המתוכננות בחזקת כריש, לרבות לוחות זמנים לביצוע, ומועד התחלת הזרמת הגז ממאגר כריש הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, ומבוסס על פרסומים פומביים של אנרג'יאן בלבד. ביצוע תכנית העבודה בפועל, לרבות לוחות הזמנים עשוי להיות שונה מהותית מהמפורט לעיל והוא מותנה, בין היתר, ברגולציה החלה, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת תנין וכריש מיום 1.1.2018 ועד למועד אישור הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות. הואיל והשותפות אינה נושאת בעלויות הפיתוח וההפקה בחזקת כריש ותנין לא מובאים בטבלה שלהלן נתונים בדבר תקציב הפעולות והיקף ההשתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב:

<u>חזקות כריש ותנין</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)</u>	<u>היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)</u>
2018	- קבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגרי כריש ותנין. - תכנון והתחלת ייצור של FPSO בעל כושר הפקה מירבי של כ-8 BCM בשנה וכ-0.8 מיליון חביות נוזלים פחמנניים, שיחובר באמצעות צינור 24 אינטש לחוף דור. - תכנון של מערכת ההולכה התת-ימית שתחבר את בארות ההפקה של מאגר כריש אל ה-FPSO.		
2019	- המשך תכנון וייצור של ה-FPSO. - ביצוע קידוח חיפוש בפרוספקט כריש צפון. ביום 15.4.2019 הודיעה¹¹⁴ אנרג'יאן אודות ממצא גז טבעי (Discovery) בקידוח כריש צפון. - קדיחת שלוש בארות הפקה במאגר כריש החל מהרבעון השני לשנת 2019 ותחילת השלמתן. - המשך תכנון, ייצור ותחילת התקנה של מערכת ההולכה		

¹¹⁴ להלן קישור להודעת אנרג'יאן: <https://maya.tase.co.il/reports/details/1224643>

		התת-ימית שתחבר את בארות ההפקה של מאגר כריש אל ה-FPSO.	
2020		• סיום השלמת שלוש בארות ההפקה במאגר כריש. • המשך ייצור והנחה של מערכת ההולכה התת-ימית שתחבר את בארות ההפקה אל ה-FPSO ואל החוף. • ביום 4.4.2020 הפליג גוף ה-FPSO (ה-hull), שיוצר במספנה בסין, לסינגפור, לטובת התקנת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט (ה-topside). • הגשת וקבלת אישור לתכנית הפיתוח למאגר כריש צפון.	
2021		• ביום 14.1.2021 הודיעה אנרג'יאן על קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר כריש צפון • סיום התקנת מערכות ההפקה והטיפול בגז ובקונדנסט על גבי גוף ה-FPSO בסינגפור. • הפלגה של ה-FPSO ועליו כל המערכות הרלוונטיות לישראל. • השלמת חיבור מערכות ההפקה והרצתן.	
2022		• תחילת הפקה מסחרית ממאגר כריש, תפעול ותחזוקה שותפים. • התקנת רייזר ייצוא שני, התקנה והרצה של מערך טיפול (oil train) שני בנוזלים והשלמת קידוח כריש צפון-1.	
2023 ואילך		• המשך הפקה מסחרית ממאגר כריש, תפעול ותחזוקה שותפים. • סיום חיבור באר ההפקה בכריש צפון ל-FPSO, ותחילת הפקה מסחרית ממאגר כריש צפון. • קדיחת קידוחי הפקה נוספים במאגרים כריש, כריש צפון ככל שיידרש. • פיתוח מאגר תנין, לרבות קדיחת בארות הפקה, ייצור והתקנה של מערכת תת-ימית וחיבורה ל-FPSO. תחילת הפקה ממאגר תנין צפויה, לפי פרסומי אנרג'יאן, בשנת 2027.	

7.9 פעילות שהופסקה

להלן פרטים בדבר נכסי נפט שהפעילות בהם הופסקה בשנים האחרונות:

7.9.1 רישיון 399/רועי (להלן: "רישיון רועי")

על פי הסכם מיום 26.11.2012, הוקנתה לשותפות אופציה לרכוש זכויות השתתפות

בשיעור של 20% (מתוך 100%) ברישיון רועי¹¹⁵. השותפות הודיעה ביום 19.3.2019 לשותפים על מימוש האופציה, ובמסגרת זו הוסכם בין הצדדים על שינויים מסוימים בתנאי האופציה, לפיהם תרכוש השותפות מרציו זכויות בשיעור של 24.99% ברישיון. אחד התנאים המתלים שנקבעו להשלמת העסקה היה מתן פטור מאישור הסדר כובל. ביום 28.7.2019 התקבלה החלטת הממונה על התחרות לפיה לא ניתן לצדדים הפטור המבוקש מאישור הסדר כובל. ביום 22.3.2020 דיווחה רציו כי השותפות ברישיון הודיעו לממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה כי הן נאלצות לפרוש מהרישיון ולהחזיר לידי המדינה את זכויות ההשתתפות שלהן בו, ובהמשך לכך, ביום 13.7.2020 דיווחה רציו כי בהתאם להודעת הממונה על ענייני הנפט, פקע רישיון רועי ביום 14.6.2020.

רישיון ערן

7.9.2

רישיון ערן פקע ביום 14.6.2013. בעקבות החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של רישיון ערן, ביום 3.10.2013 הגישו בעלי הזכויות ברישיון 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 ברישיון 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. בתום הליך הגישור, הגיעו הצדדים להסכמות שעוגנו במסגרת הסדר גישור. הסדר גישור זה הוגש לבית המשפט ביום 20.3.2019 אשר התבקש ליתן להסדר תוקף של פסק דין. במסגרת הסדר הגישור הסכימו הצדדים לגישור (על דעת שותפי תמר) על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%). בנוסף, הוסכם כי הזכות בשטח רישיון ערן תחולק ביחס של 76% למדינה ו- 24% לבעלי הזכויות ברישיון ערן עובר לפקיעתו. ביום 11.4.2019 ניתן תוקף של פסק דין להסדר הגישור המוסכם על הצדדים, כאמור לעיל. נכון למועד אישור הדוח, ממשיכים ופועלים הצדדים לגיבוש ההסכמות הנדרשות לצורך יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל, אך אין כל וודאות שיוכלו להגיע להבנות כאמור אשר יאפשרו להתחיל בעבודות פיתוח המאגר בתקופה הקרובה.

רישיון אלון D

7.9.3

ביום 21.6.2020 פקע רישיון אלון D.

בהקשר זה יצוין כי, השותפים ברישיון אלון D הגישו הצעה במסגרת ההליך התחרותי, עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבולק 72, אשר על שטחו השתרע הרישיון (להלן: "**בולק 72**"), וכי ביום 21.10.2020 התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות התחרות להמצאת מידע ומסמכים בקשר עם בולק 72. יצוין כי, טרם הוכרז הזוכה בהליך התחרותי כאמור

¹¹⁵ למיטב ידיעת השותפות, השותפים ברישיון רועי הם אדיסון, רציו והזדמנות ישראלית.

על-ידי משרד האנרגיה. ביום 30.9.2020 פנה הממונה על ענייני הנפט לוועדת הריכוזיות לצורך קיום היוועצות בנוגע להחלטה על הזוכים בהליך התחרותי האמור. ביום 10.1.2021 פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר לשותפות לזכות בהליך התחרותי ללא קשר לעמידתה בתנאי ההליך. ביום 14.1.2021 העבירה השותפות פניה לממונה על ענייני הנפט, ולפיה עליו להתעלם מהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת. יצוין כי, למיטב הבנת השותפות, עוד באותו היום העביר הממונה על ענייני הנפט לוועדת הריכוזיות בקשה לקיום היוועצות חוזרת בנושא. השותפות סבורה כי ככל שהצעתה (ביחד עם נובל) הינה עדיפה ביחס להצעות אחרות שהוגשו בהליך בשים לב לתנאים שהוגדרו בו מראש, כי אז עומדת לה הזכות המלאה לזכות ברישיון ובכוונתה לנקוט בכל הצעדים המשפטיים העומדים לרשותה על מנת להגן על זכויותיה. לפרטים בדבר הליך משפטי בקשר עם אי הארכת הרישיון, ראו סעיף 7.26.10 להלן.

7.10 מוצרים

7.10.1 גז טבעי

הגז הטבעי שנתגלה במאגרים המוחזקים על-ידי השותפות מורכב רובו ככולו מגז מתאן ועל כן מוגדר "יבש", אף שבעת ההפקה והטיפול נפרדים ממנו כמויות קטנות של נוזלים לא קורוזיביים. לפיכך, הטיפול הנדרש בגז לצורך אספקה ללקוחות הינו מינימאלי באופן יחסי.

ככלל, ניתן להוביל גז טבעי בשלוש דרכים עיקריות: (א) באמצעות צנרת; (ב) באמצעות הנזלתו (קרי, הפיכתו לנוזל - LNG) על-ידי קירורו לטמפרטורה של 161 מעלות צלסיוס מתחת לאפס, אשר מקטין את נפחו פי 600 ומאפשר את הובלתו ואחסונו בכמויות גדולות; ו-(ג) באמצעות דחיסתו (CNG), כך שנפחו מצטמצם פי 100-300 כתלות בלחץ הדחיסה.

גז נוזלי וגז דחוס ניתנים להובלה בכמויות גדולות ולמרחקים גדולים באמצעות מכליות ייעודיות.

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

7.10.2 קונדנסט

במהלך תהליך ההפקה והטיפול בגז טבעי, מופק גם קונדנסט, שהינו תוצר הידרוקרבוני של עיבוי מרכיבים שונים בגז הטבעי הנגרם כתוצאה מהפרשי הלחץ והטמפרטורה השוררים במאגר לבין אלו השוררים על פני השטח. לקונדנסט נדרש טיפול מינימאלי, שעיקרו ייצוב, בכדי שניתן יהיה להעבירו ללקוחות השותפות והוא משמש בעיקר כחומר גלם בייצור תזקיני נפט. יצוין, כי שיעור הקונדנסט המופק ביחס לכמות הגז המופקת מנכסי השותפות הוא קטן, ועומד על מספר חביות בודד לכל מיליון רגל מעוקב של גז טבעי (MMCF). לפרטים אודות התקשרות השותפות

יחד עם שותפיה בהסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן ואודות בחינת חלופות להזרמה ולמכירה של הקונדנסט, ראו סעיף 7.11.6 להלן.

7.11 לקוחות

7.11.1 שוק מקומי: נכון למועד אישור הדוח, מספקת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטי תמר ולווייתן גז טבעי לחברת החשמל, ליצרני חשמל פרטיים, לחברות שיווק של גז טבעי, וכן ללקוחות תעשייתיים, וכן קונדנסט מפרויקטי תמר ולווייתן, כמפורט בסעיפים 7.11.4(א)3, 7.11.4(א)4 ו- 7.11.6 להלן. כמו כן, ממשיכים שותפי תמר ולווייתן לקיים משאים ומתנים, בשלבים שונים, במטרה לחתום על הסכמים לאספקת גז טבעי וקונדנסט למשק המקומי מפרויקטי תמר ולווייתן.

7.11.2 ייצוא: נכון למועד אישור הדוח, מייצאת השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקטי לווייתן ותמר, גז טבעי לירדן ולמצרים, בהתאם להסכמים המפורטים בסעיפים 7.11.4 ו- 7.11.5 להלן. כמו כן, מתנהלים משאים ומתנים לייצוא גז טבעי לצרכנים נוספים, כמפורט בסעיף 7.11.5 להלן.

7.11.3 לקוחות עיקריים: חברת החשמל, NEPCO ודולפינוס הם הלקוחות הגדולים ביותר של השותפות ולפיכך ביטול ההסכמים שנחתמו בינם לבין שותפי תמר ושותפי לווייתן או אי קיומם ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות. הכנסות השותפות ממכירות גז לחברת החשמל מפרויקט תמר בשנים 2018 ו- 2019 היוו כ- 50% וכ- 46% מסך הכנסותיה, בהתאמה, והכנסות השותפות ממכירות גז לחברת החשמל מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן בשנת 2020 היוו כ- 32% מסך הכנסותיה; הכנסות השותפות ממכירות גז לדולפינוס מפרויקטי לווייתן ותמר בשנת 2020 היוו כ- 17% מסך הכנסותיה; והכנסותיה ממכירות גז ל- NEPCO מפרויקט לווייתן בשנת 2020 היוו כ- 19% מסך הכנסותיה. יתרת הכנסות השותפות בשנת 2020 היתה מיצרני חשמל פרטיים, לקוחות תעשייתיים בישראל ובירדן וחברות שיווק של גז טבעי. לפרטים בדבר הסכמי שותפי תמר ושותפי לווייתן עם חברת החשמל, NEPCO ודולפינוס, ראו סעיפים 7.11.4(א), 7.11.4(א)4 ו- 7.11.5(א)2 להלן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות ביחס להיקף הכנסותיה מחברת החשמל, NEPCO ודולפינוס בשנים הקרובות, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות 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 פרויקטי תמר ולווייתן, לרבות חברת החשמל, NEPCO ודולפינוס, מחירי מכירת הגז טבעי והקונדנסט ממאגרי תמר ולווייתן, ומועד הירידה בשיעור אחזקות השותפות במאגר תמר.

7.11.4 התקשרויות לאספקת גז טבעי

(א) הסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר

1. להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר שנחתמו על ידי השותפות, יחד עם יתר שותפי תמר, שהינם בתוקף נכון למועד אישור הדוח. יצוין, כי למעט חברת החשמל ודליה אנרגיות כוח בע"מ (להלן: "דליה אנרגיות") אין לשותפי תמר לקוח נוסף אשר היקף ההכנסות ממנו בשנים 2018-2020 היווה יותר מ-10% מהכנסות השותפות. 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. לפרטים אודות התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בהסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר עם פז זיקוק אשדוד, ראו סעיף 7.11.6(א) להלן.

שנת תחילת אספקה	תקופת ההסכם הבסיסית ¹¹⁶	האם קיימת אפשרות הארכה ¹¹⁷	יתרת כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) ¹¹⁸ (BCM)	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2020 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ¹¹⁹	15 שנים	2013	כ- 54.4	כ- 32.6	בסיס ההצמדה שנקבע בהסכם האספקה הוא מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI).
דליה אנרגיות ¹²⁰	17 שנים	2015	כ- 17	כ- 6.3	תעריף ייצור החשמל הכולל מחיר רצפה. ¹²¹
יצרני חשמל פרטיים אחרים	15-18 שנים למעט הסכם אחד לתקופה של שמונה	2013-2020	כ- 20.2	כ- 19.2	מרבית ההסכמים כוללים נוסחת הצמדה לתעריף ייצור החשמל, הכוללת מחיר רצפה.

¹¹⁶ 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.

¹¹⁷ בחלק מהסכמי האספקה בהם קיימת ללקוחות אופציות להארכת ההסכם מוגדרים בהסכם תנאים מסוימים למימושן.
¹¹⁸ כמות זו הינה יתרת הכמות המירבית לאספקת גז הנקובה בהסכמים למשך כל תקופת ההסכמים. הכמות המינימלית אותה התחייבו הלקוחות לרכוש נמוכה מכמות זו. לפרטים בדבר צבר ההזמנות ראו סעיף 7.13 להלן. הכמות האמורה כוללת כמויות אשר הופחתו בפועל בהתאם לאופציית ההפחתה, כאמור בסעיף 7.11.4(א)(3) להלן.

¹¹⁹ להערכת השותפות, נכון ליום 31.12.2020, יתרת ההיקף הכספי של ההסכם עם חברת החשמל עומדת על כ- 3,400 מיליון דולר (100%), וזאת בהתבסס על תנאי הסכם האספקה עם חברת החשמל (לרבות הסכם הפשרה מיום 30.1.2021 כמתואר בסעיף 7.11.4(א)ג. להלן) והערכות השותפות לגבי כמויות הגז המינימאליות ומחיר הגז שיירכש על ידי חברת החשמל.

¹²⁰ להערכת השותפות, נכון ליום 31.12.2020, יתרת ההיקף הכספי של ההסכם עם דליה אנרגיות יעמוד על כ- 850 מיליון דולר (100%), וזאת בהתבסס על תנאי הסכם האספקה והערכות השותפות לגבי כמויות הגז המינימאליות ומחיר הגז שיירכש על ידי הרוכשת.

¹²¹ ההצמדה לתעריף ייצור החשמל בחוזי האספקה ליצרני חשמל היא בהתאם לתנאי החלופה שנקבעה במתווה הגז הכוללת מחיר רצפה. לפרטים ראו סעיף 7.23.2(ב)3 להלן.

א - 115

שנים ושני הסכמים לתקופות קצרות.						
לקוחות תעשייתיים וחברות לשיווק גז טבעי	2013-2020	2-7 שנים	בחלק מההסכמים מוקנית לשני הצדדים אפשרות להארכה בתקופה נוספת, ככל שלא נצרכה כמות הגז החוזית הכוללת בתקופה הבסיסית.	כ- 1.6	כ- 6.9	במרבית ההסכמים נקבע מחיר קבוע ללא הצמדה.
הסכמי ייצוא APC ו- JBC (המתואר בסעיף 7.11.5(א)1 להלן)	2017-2018	13-15 שנים.	לשני הצדדים מוקנית אפשרות להארכה בשנתיים נוספות, ככל שלא נצרכה כמות הגז החוזית בתקופה הבסיסית.	כ- 2.3	כ- 0.65	נוסחת הצמדה המבוססת על מחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם ייצוא – דולפינוס (המתואר בסעיף 7.11.5(א)2 להלן)	2020	כ- 15 שנים	במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת בתקופה הבסיסית, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 25	כ- 0.25	נוסחת הצמדה המבוססת על מחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
סה"כ				כ- 120.6	כ- 65.9	

2. להלן טבלה הכוללת פילוח של הכנסות השותפות ממאגר תמר בשנים 2018, 2019 ו-

2020 בהתאם לבסיס הצמדת המחיר הקבוע בהם¹²²:

שנת 2020		שנת 2019		שנת 2018		שם הלקוח
ב- % מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות	סך הכנסות (במיליוני דולר)	
כ- 34	כ- 113.7	כ- 46	כ- 209.3	כ- 50	כ- 256.8	חברת החשמל (U.S. CPI)
יצרני חשמל פרטיים						
כ- 12	כ- 40.3	כ- 10	כ- 44.9	כ- 10	כ- 52.4	דליה אנרגיות
כ- 37	כ- 121.2	כ- 32	כ- 143.9	כ- 30	כ- 157.8	אחרים
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק						
כ- 17	כ- 56.8	כ- 12	כ- 55.2	כ- 10	כ- 49.5	

3. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי למשק המקומי

שנחתמו על-ידי שותפי תמר

א. במרבית הסכמי אספקת הגז נקבעה, בין היתר, התחייבות של הרוכשות, ככל שאספקת הגז על פי ההסכם היא על בסיס מחייב, לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "הכמות המינימאלית"). במידה שאותן רוכשות לא ירכשו את הכמות המינימאלית בשנה כלשהי, הן תחוייבנה לשלם למוכרים בעבור ההפרש שבין הכמות המינימאלית שהוגדרה לבין הכמות שנרכשה בפועל על ידי הרוכשות. יצוין כי, במרבית ההסכמים בהם נכללה התחייבות לכמות המינימאלית כאמור, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לרוכשות, לאחר ששילמו בגין גז שלא נצרך עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב, לקבל גז ללא תשלום נוסף, וזאת עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמו למוכרים במסגרת התחייבותן לכמות מינימאלית לחיוב, כאמור לעיל (Make Up).

ב. עוד קובעים מרבית הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן (להלן: "Carry Forward").

¹²² ההכנסות בטבלה משקפות החזקה של השותפות בפרויקט תמר בשיעור של כ- 25.7% עד ליום 31.12.2018; ובשיעור של 22% החל מיום 1.1.2019.

ג. בעקבות החלטות הממונה על התחרות האמורות בסעיף 7.23.2(ב) להלן 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 לרוכשות 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: "**אופציית ההפחתה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. לפרטים אודות החלטות הממונה על התחרות האמורות ראו סעיף 7.23.2(ב)3 להלן.

בהקשר זה יצוין, כי במהלך השנים 2019-2020, חתמו שותפי תמר על תיקונים להסכמים עם מספר יצרני חשמל פרטיים, לרבות דליה אנרגיות, במסגרתם התחייבו אותם היצרנים לרכוש מפרויקט תמר, את הגז הטבעי שייצרכו במתקניהם במהלך התקופה שהחל ממועד הזרמת הגז ממאגר לווייתן ועד למועד שבו אותם היצרנים יממשו את אופציית ההפחתה (להלן בסעיף זה: "**התקופה**"), אם וככל שיממשו. כמו כן, במסגרת אותם התיקונים, הוסכם בין הצדדים כי לצורך חישוב הכמות הממוצעת שצרכו אותם היצרנים תחת ההסכמים האמורים בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה ביחס לתקופה, יעשה החישוב על בסיס הכמות המינימאלית (בהתאם למנגנון שנקבע בתיקונים להסכמים כאמור), ולא על בסיס הכמות אשר יצרכו בפועל. כלל התיקונים להסכמים נכנסו לתוקפם, לרבות התיקון להסכם עם דליה אנרגיות.

ד. יצוין כי, במהלך שנת 2020 מסרו מספר לקוחות הודעות על מימוש אופציית ההפחתה האמורה, ובהם יצרני חשמל פרטיים שונים. הודעות אלו צפויות להיכנס לתוקף במועדים שונים במהלך השנים 2021-2022.

ה. בהתאם לתנאי 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 ניתנה גם בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.12.2020 לתקופה העולה על 8 שנים. לפרטים ראו סעיף 7.23.1(ב)3 להלן. יצוין כי, במהלך שנת 2020 מסרו שני לקוחות הודעה על מימוש אופציית הסיום המוקדם ואלו הסתיימו ביום 1.3.2021.

ו. אספקת מלוא הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה שנחתמו

לפני חודש 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 להם את הכמויות הקבועות בהסכמי האספקה (להלן בסעיף זה: "**תקופת הביניים**"). אספקת הגז על פי הסכמים אלה בתקופת הביניים הייתה 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 כמות מינימאלית של גז.

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, החל ממועד זה יספקו שותפי תמר ללקוחות אלו גז טבעי תחת הסכמים על בסיס מחייב. בהמשך לכך, ביום 22.1.2020 הודיעו שותפי תמר ללקוחות האמורים כי מועד סיום תקופת הביניים (קרי 30.9.2020) הוקדם ליום 1.3.2020 ובהתאם, החל ממועד זה החלו שותפי תמר לספק ללקוחות אלו גז טבעי על בסיס מחייב. עוד יצוין, כי במהלך שנת 2020, נמסרו הודעות דומות ללקוחות נוספים וביחס אליהם הסתיימה תקופת הביניים במועדים שונים, החל מאוגוסט 2020 ועד ינואר 2021.

ז. 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, הוראות בעניין זכות הצדדים להמחות את זכויותיהם על-פי ההסכמים, פטור מאחריות הצדדים בהתקיימות אירוע כח עליון (כהגדרתם בהסכמים), מנגנונים ליישוב סכסוכים ומחלוקות בין הצדדים, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

ח. במהלך שנת 2020, בעקבות התפרצות משבר הקורונה, מסרו מספר לקוחות הודעות על התרחשות אירוע של "כח עליון", אך מאוחר יותר כאשר התברר כי לא הייתה למשבר השפעה מהותית על יכולתם לעמוד בהתחייבויות הרכישה המינימאלית, לא הועלו טענות נוספות בעניין זה.

ט. ההסכמים כפופים לחוקי מדינת ישראל ומתפרשים לאורם.

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, בין היתר, בקשר עם מימוש אופציות שהוקנו לחברת החשמל להגדלת כמויות הגז אותן היא תצרוך (להלן: "**ההסכם חח"י-תמר**" או בסעיף זה: "**ההסכם**").

ב. תקופת הסכם חח"י-תמר תימשך עד לאספקת הכמות החוזית הכוללת הקבועה בהסכם או עד ליום 1.7.2028, לפי המוקדם מביניהם, אלא אם כן ההסכם יסתיים קודם לכן על ידי אחד הצדדים בהתאם לתנאי ההסכם או ההסכם הוארך בהתאם לתנאיו.

ג. הכמות החוזית הכוללת שנקבעה בהסכם חח"י-תמר (כפי שתוקן) עומדת על כ- 87 BCM, והכמות המינימאלית לחיוב, החל מיום 1.1.2019 ועד לתום תקופת ההסכם, תעמוד על כ- 3 BCM לשנה. ההסכם כולל הוראות לעניין חישוב והתאמת הכמות המינימאלית לחיוב ובכלל זה בנסיבות של כח עליון או של אי אספקה על-ידי המוכרים. עוד נקבע, מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן (להלן: "**Carry Forward**"), בהתאם רשאית חברת חשמל להפחית את הכמות הנרכשת, תוך ניצול המנגנון כאמור, עד לרמה של 1.75 BCM בשנה (כך שהכמות המירבית הניתנת לניצול בשנה קלנדרית הינה 1.25 BCM).

הכמות שנצברה לזכות חברת החשמל במסגרת מנגנון ה- Carry forward ליום 31.12.2020 עומדת על כ- 1.85 BCM (עבור 100% מהמאגר).

ד. מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס ומנגנון הצמדה המבוסס על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ביחס לחלק מהכמויות, ובכפוף להתאמות מסוימות.

ה. 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) (להלן: **"מועד ההתאמה הראשון"**) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני (1.7.2024) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה) מהמחיר באותו מועד.¹²³ אם שותפי תמר וחברת החשמל לא יגיעו להסכמה על שיעור התאמת המחיר, רשאי כל צד להפנות את העניין להליך בוררות. במסגרת תזרים המזומנים המהוון הנכלל בדוח המשאבים של תמר הניחה השותפות כי במועד ההתאמה הראשון יופחת מחיר הגז בשיעור של 25%, וכי במועד ההתאמה השני יופחת מחיר הגז בשיעור של 10%.

ו. במידה שאחד הצדדים להסכם לא ישלם במועד תשלום הנדרש ממנו על-פי ההסכם, אזי הסכום שבפיגור יצבור ריבית בשיעור שנתי השווה לריבית LIBOR בתוספת 5%, החל ממועד התשלום על-פי ההסכם ועד למועד התשלום בפועל. אם האיחור בתשלום נמשך 7 ימים או יותר, אזי רשאי הצד הזכאי לתשלום, על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 14 יום, להשעות את מסירת הגז או קבלתו, לפי הענין. אם האיחור בתשלום נמשך 120 יום ממועד הפרעון הרלוונטי, אזי רשאי הצד הזכאי לתשלום, על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 14 יום, להביא לסיום את ההסכם. מימוש הזכות לסיום ההסכם לא תהווה ויתור על תרופות אחרות העומדות לאותו צד.

ז. בהסכם חח"י-תמר נקבעו, בין היתר, הוראות לפיהן חברת החשמל או שותפי תמר יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתו בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. אם בשל אירוע של כוח עליון לא יהיה באפשרותם של שותפי תמר או חברת החשמל לבצע כל התחייבות מהותית הנדרשת על פי ההסכם וחוסר יכולתם לבצע

¹²³ לעניין זה ראו הנחות השותפות בנתוני התזרים המהוון שבחזקת תמר בסעיף 7.3.11(א)3 לעיל.

את ההתחייבות כאמור נמשך לתקופה של שלוש שנים רצופות, הצד השני רשאי לסיים את ההסכם על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 90 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.

ח. 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, בכמות שלא סופקה ובמחיר מופחת. 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, הן על בסיס שנתי והן לאורך תקופת ההסכם. חברת החשמל אינה אחראית כלפי שותפי תמר ושותפי תמר אינם אחראים כלפי חברת החשמל בגין נזקים או הפסדים עקיפים, תוצאתיים או עונשיים. שותפי תמר יהיו אחראים בנפרד, ולא במשותף, להפרות כאמור של ההסכם.

ט. בהסכם 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 כמוזמנת מכל אחד משותפי תמר תהא חלקו של כל אחד משותפי תמר מהכמות המוזמנת הכוללת.

י. אספקת הגז והתחייבותם של שותפי תמר להעמדת גז זמין על-פי ההסכם הינה על בסיס שעתי עם כמות מקסימלית לשעה, בהתאם למנגנונים ולפרוצדורות המפורטים בהסכם. מסירת הגז נעשית בנקודת החיבור למערכת ההולכה הארצית של נתג"ז, בסמוך למתקן הקבלה או בכל נקודת חיבור אחרת שתוסכם בין הצדדים. הגז הטבעי שמסופק בנקודת המסירה בהתאם להסכם נדרש לעמוד במפרט דרישות מסוים שנקבע 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.

יא. 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).

יב. חברת החשמל או שותפי תמר, לפי הענין, ישוחררו מאחריות על-פי ההסכם, במידה שאי עמידתם בהתחייבות לפי ההסכם (לרבות התחייבות של נקיטת מאמצים סבירים) נבעה מאירוע כוח עליון, ורק במידה שביצועה של ההתחייבות הזו נמנע, סוכל או עוכב לאור האירוע של כוח עליון. המושג "כוח עליון" מוגדר בהסכם וכולל בעיקר כל אירוע או נסיבות שאינם בשליטתם של חברת החשמל או שותפי תמר (אשר פעלו ופועלים באופן סביר וזהיר), אשר גרמו לאי-ביצוע או חוסר יכולת של חברת החשמל או שותפי תמר לבצע אחת או יותר מהתחייבויותיהם (לרבות התחייבות של נקיטת מאמצים סבירים) על פי ההסכם.

יג. ההסכם עם חברת החשמל כפוף לחוקי מדינת ישראל ומתפרש לאורם. כל מחלוקת או תביעה הנוגעת להסכם תיפתר על ידי החלטה של מומחה בנושאים מסוימים שנקבעו בהסכם (בעיקרם בעלי אופי טכני מקצועי), או בהליך של בוררות בהתאם לנהלים שנקבעו בהסכם.

יד. מחלוקות הנוגעות לעניינים בהם הסכים אשר במחלוקת נמוך מהסף המוסכם שנקבע בהסכם, יידונו בפני בורר יחיד, בהתאם לכללי הבוררות של המוסד הישראלי לבוררות עסקית ומושב הבוררות יהיה בתל אביב. כל מחלוקת בסכומים מעל הסף האמור אך בטווח מוסכם הקבוע בהסכם, תידון בפני מותב של שלושה בוררים והבוררות תתבצע בהתאם לכללים של בית הדין לבוררות בינ"ל בלונדון ומושב הבוררות יהיה בתל אביב. מחלוקות הנוגעות לעניינים שסכומם עולה על הטווח האמור שנקבע בהסכם, יידונו בפני מותב של שלושה בוררים והבוררות תתבצע בהתאם לכללים של בית הדין לבוררות בינ"ל בלונדון ומושב הבוררות יהיה בלונדון.

5. הליך תחרותי של חברת החשמל לאספקת גז טבעי לתקופה קצרה

ביום 2.12.2018 העבירה חברת החשמל לשותפי תמר ושותפי לווייתן בקשה לקבלת הצעות לאספקת גז טבעי בכמות שנתית מוערכת בהיקף של עד 2 BCM, אשר יסופק החל מיום 1.10.2019 או ממועד תחילת

הפקת הגז ממאגר לווייתן, לפי המאוחר מביניהם, ועד ליום 30.6.2021 או מועד תחילת הפקת הגז ממאגר כריש, לפי המוקדם מביניהם (להלן בסעיף זה ובסעיף 6 להלן: **"תקופת האספקה"** ו-**"ההליך התחרותי"**, לפי העניין). ביום 7.3.2019, הגישו שותפי תמר ולווייתן הצעות במסגרת ההליך התחרותי, וביום 4.4.2019 הודיעה חברת החשמל לשותפי לווייתן כי הצעתם נבחרה כזוכה בהליך התחרותי. בעקבות האמור, ביום 12.6.2019 חתמו חברת החשמל ושותפי לווייתן על ההסכם לאספקת גז המתואר בסעיף 7.11.4(ב) להלן (להלן: **"הסכם חח"י-לווייתן"**).

בעקבות זכיית שותפי לווייתן בהליך התחרותי, הגישו שותפי תמר שאינם מחזיקים במאגר לווייתן (היינו, ישראל מקו, תמר פטרוליום, דור ואורסט, להלן ביחד: **"שותפי תמר האחרים"**) עתירה מנהלית לבית המשפט המחוזי בתל אביב כנגד חברת החשמל ושותפי לווייתן, אשר נדחתה ביום 7.7.2019, ובהמשך לכך הגישו שותפי תמר האחרים ערעור לבית המשפט העליון אשר נדחה אף הוא ביום 24.8.2020. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.26.7 להלן.

6. איון זכות הוטו על החלטות שיווק; הסכם איזון של הגז המופק ממאגר תמר והסכם פשרה בין שותפי תמר לחברת החשמל

א. על רקע ההליך התחרותי שערכה חברת החשמל כמפורט לעיל, נתגלעה במהלך שנת 2019 מחלוקת בין שותפי תמר האחרים לבין השותפות ונובל, בין היתר, בנוגע לזכותם של שותפי תמר האחרים להתקשר עם חברת החשמל בתיקון להסכם חח"י-תמר ללא הסכמת השותפות ונובל.

בעקבות האמור, פנו שותפי תמר האחרים ביום 20.11.2019 לממונה על התחרות בבקשה, בין היתר, שתבהיר כי השותפות ונובל אינן רשאיות להפעיל זכות וטו (לחוד או יחדיו) ובכך למנוע שיווק משותף של חלקן בגז מחזקת תמר ללקוח חדש או תיקון להסכם גז מחזקת תמר ללקוח קיים שהשותפות ונובל הן צד לו, לרבות התיקון שהוצע על ידם להסכם חח"י-תמר, וזאת בתנאים שסוכמו על ידי שותפי תמר האחרים, ללא מעורבות השותפות ונובל.

ביום 13.4.2020 פורסמה הודעת נציגי משרד האנרגיה, המחלקה הכלכלית ביעוץ חקיקה במשרד המשפטים, משרד האוצר ורשות התחרות, ולפיה, בין היתר, הוקצה לשותפי תמר פרק זמן קצר לתקן את ההסדרים ביניהם באופן שיבטיח כי השותפות, נובל וישראל מקו, לא תחזקנה בזכות וטו על החלטות שיווק גז טבעי ממאגר תמר.

בהמשך לכך, ביום 6.9.2020 התקבלה הודעת רשות התחרות, ולפיה, בין היתר, החזקה של השותפות בזכות ובכוח למנוע מיתר

המחזיקות במאגר תמר קבלת החלטות או פעולות לשיווק גז ממאגר תמר בניגוד לתנאי החלטת הפטור, היא הפרה של הוראות סעיף 4 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, ועל כן נדרשת השותפות לפעול תוך חודש על מנת לאיין את זכות הווטו שברשותה. עד למועד איין זכות הווטו רשאית השותפות להחזיק בזכויותיה כפי שהיו עד היום ולכרות חוזים חדשים, אולם בניהול משא ומתן על חוזים בתקופה האמורה, לא תפעיל השותפות את זכות הווטו שלה לבדה. למיטב ידיעת השותפות, הודעה דומה התקבלה גם אצל ישראלמקו. כן פורסמה חוות דעתו של המשנה ליועץ המשפטי לממשלה (משפט כלכלי)¹²⁴ בעניין זכות הווטו של נובל במאגר תמר, ולפיה כל אחת מהמחזיקות במאגר תמר מחזיקה בזכות וטו, לרבות נובל, אשר רשאית להחזיק בזכות וטו כאמור וזאת עד ליום מכירת החזקות במאגר תמר לצד שלישי שאינו קשור לשותפות או לנובל, או עד ליום 17.12.2021, לפי המוקדם. ביום 14.10.2020 הודיעה השותפות לרשות התחרות כדלקמן: (1) השותפות לא תתנגד לבדה להחלטות או לפעולות בעניין שיווק גז טבעי שיופק מתמר. השותפות בהחלטה עצמאית שלה תוכל להצטרף, אד-הוק, להסכמה או סירוב של אחת השותפות ביחס להחלטה או פעולה בפרויקט תמר, ובלבד שההצטרפות לא תעשה בהסכם מסגרת, תחת שיתוף פעולה מוסכם או בתמורה. כמו כן יובהר, כי השותפות לא תוכל להצטרף לדרישה של שותפה בתמר לקבל מחיר גבוה מיתר השותפות עבור שיווק חלקה בתמר; (2) השותפות לא תוכל לדרוש או לקבל פיצוי (מראש או בדיעבד) עבור הסכמתה להחלטה או פעולה לשיווק גז, בין אם הדרישה נעשית על ידיה ובין אם נעשית על ידי אחר. אף אם יש החלטה שבמסגרתה שותף מקבל פיצוי, השותפות לא תוכל לדרוש את אותו פיצוי, ולא להתנות את הסכמתה לפעולה או החלטה בדרישת פיצוי כאמור.

כמו כן, על פי דיווחי שותפי תמר האחרים, ביום 1.10.2020 חתמו שותפי תמר האחרים על הסכם לשיתוף פעולה בכל הנוגע לשיווק ומכירת גז מפרויקט תמר אשר, בין היתר, מאיין את זכות הוטו של ישראלמקו בהחלטות שיווק ומכירת גז במאגר תמר.

ביום 4.10.2020 הודיעו שותפי תמר האחרים לשותפות ולנובל כי חתמו על הסכם (להלן: "**ההסכם שבמחלוקת**"), אשר מהווה

https://www.gov.il/BlobFolder/reports/opinion-vetorightnobel/he/publications_%D7%97%D7%95%D7%95%D7%AA%20%D7%93%D7%A2%D7%AA%20-%D7%96%D7%9B%D7%95%D7%AA%20%D7%94%D7%95%D7%95%D7%98%D7%95%20%D7%91%D7%9E%D7%90%D7%92%D7%A8%20%D7%AA%D7%9E%D7%A8%200920.pdf

לעמדתם תוספת להסכם חח"י-תמר, לפיה יעודכן המחיר של כמויות הגז הטבעי שיסופקו לחברת החשמל, ככל שיסופקו, מעל הכמות המינימאלית לחיוב על פי הסכם חח"י-תמר. שותפי תמר האחרים מסרו לשותפות ולנובל כי ניתנת להן האפשרות להצטרף להסכם שבמחלוקת תוך 60 ימים ממועד חתימתה, וככל שהשותפות ו/או נובל יבחרו שלא להצטרף להסכם שבמחלוקת יספקו שותפי תמר האחרים לחברת החשמל את הכמויות שהתחייבו לספק על פיו מתוך חלקם בעתודות של מאגר תמר. השותפות הצטרפה לעמדת נובל וביחד הן מסרו לשותפי תמר האחרים כי לא יצטרפו להסכם שבמחלוקת, אשר לעמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים, אינו מהווה תוספת או חלק מהסכם חח"י-תמר, כטענת שותפי תמר האחרים, אלא הסכם חדש שמהווה הפרה של הסכם חח"י-לוויתן שנחתם בעקבות ההליך התחרותי שערכה חברת החשמל. לפרטים נוספים ראו דוחותיה המיידים של השותפות מהימים 5.10.2020 ו- 14.10.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-108018 ו- 2020-01-111918, בהתאמה).

בעקבות המתואר לעיל, פנו שותפי תמר האחרים וחברת החשמל לממונה על התחרות בטענות לגבי סירובה של נובל לספק גז טבעי ממאגר תמר לחברת החשמל בהתאם להסכם שבמחלוקת, וביקשו את התערבותה.

ב. במקביל לכך ניהלו שותפי תמר משא ומתן וביום 30.1.2021 הושגה ביניהם הסכמה ונחתם מזכר עקרונות שמטרתו לאפשר לכל שותף במאגר תמר לשווק גז בנפרד, שלא במשותף עם שאר השותפים במאגר תמר, וכן לאפשר לכל שותף לשווק גז מעבר לחלקו היחסי בתפוקה, בכפוף להימצאות קיבולת הפקה פנויה על בסיס יומי וככל ששותף אחר לא שיווק את חלקו בגז באותו יום. במקרה כאמור יחולו הסדרי איזון על מנת לאזן כפי הצורך את זכויות השותפים ביחס לגז שנמכר, בהתאם לחלקם היחסי של השותפים במאגר. כן נקבעו עקרונות בנוגע לזכות הצטרפות של שותף להסכמים למכירת גז שהתקשר בו שותף אחר במאגר, לאפשר לשותפי תמר לשווק את חלקם בגז במאגר תמר במקרה שהשיווק ייעשה שלא על-ידי כל השותפים במאגר, זאת מבלי לגרוע מהאפשרות לשיווק משותף של גז מהמאגר בכפוף להחלטות רגולטוריות (להלן בסעיף זה: **"מזכר העקרונות לשיווק נפרד"**).

במזכר העקרונות לשיווק נפרד נקבע, בין היתר, כי שותפי תמר ינהלו משא ומתן על מנת להגיע להסכם מפורט ומחייב על בסיס מזכר העקרונות לשיווק נפרד עד ליום 17.2.2021 (להלן בסעיף

זה: "ההסכם המפורט" ו-"המועד הקובע", לפי העניין).

שותפי תמר הגישו את מזכר העקרונות לאישור רשות התחרות. כמו כן, בהמשך לאמור לעיל ובדוחות המיידים של השותפות מהימים 31.1.2021 ו- 18.2.2021 (מס' אסמכתאות: 2021-01-012016 ו- 2021-01-020533, בהתאמה), ביום 23.2.2021 חתמו שותפי תמר על ההסכם המפורט על בסיס מזכר העקרונות לשיווק בנפרד, כאמור לעיל, שמטרתו לקבוע את הכללים והמנגנונים המפורטים בקשר עם נטילת חלקו של כל אחד משותפי תמר בתפוקת הגז בהתאם להסכם התפעול המשותף¹²⁵, וכן הסדרי איזון שיחולו בין השותפים במקרה ששיווק הגז לא נעשה בהתאם לחלקם היחסי של השותפים בתפוקה כאמור (להלן בסעיף זה: "הסכם האיזון" או "ההסכם"). להלן עיקרי ההסכם:

לכל אחד מהשותפים תהא זכות להצטרף כצד מלא לחוזה אספקת גז ממאגר תמר (להלן: "חוזה אספקה") שייחתם על-ידי שותף אחר וזאת בהתאם לחלקו היחסי במאגר ולמנגנונים ולתנאים שנקבעו בהסכם (להלן: "זכות ההצטרפות"). ביחס לחוזה אספקה לייצוא, זכות ההצטרפות כפופה להסדרים שיוסכמו בין השותפים באופן פרטני ביחס לכל חוזה אספקה לייצוא.

הסכם האיזון כולל הסדרים ומנגנונים שונים המאפשרים לשותף לשווק, בכפוף לקיבולת פנויה על בסיס יומי, כמויות של גז טבעי העולות על חלקו היחסי בחזקת תמר (להלן: "שותף ביתר"), לאחר שהתאפשר תחילה לכל אחד מהשותפים האחרים להזמין את מלוא חלקו היחסי בתפוקה ושותף מסוים לא שיווק את מלוא חלקו בתפוקה היומית (להלן: "שותף בחסר"). במקרה כאמור, יחולו הסדרי איזון בין השותפים, במטרה לאזן את זכויות השותפים ביחס לגז שנמכר בהתאם לחלקם היחסי במאגר: בכסף (קרי: באמצעות תשלום שיבוצע על-ידי שותף ביתר לשותף בחסר) או בגז (קרי: השותף בחסר יקבל בעתיד כמויות גז נוספות מעבר לחלקו היחסי בתפוקה על מנת להגיע לאיזון), לפי בחירת השותף בחסר, הכל בהתאם ובכפוף לקבוע בהסכם. בנוסף, נקבעו בהסכם הסדרי איזון מנדטוריים בכסף בכל אחד מהמקרים הבאים: (1) כאשר נצברו לזכות שותף בחסר כמויות גז עודפות בהיקף העולה על תקרה שנקבעה בהסכם; (2)

הסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement) מיום 16.11.1999 (כפי שתוקן מעת לעת). לפרטים נוספים ראו

במועד בו קבע המפעיל כי במאגר נותרו עתודות מוכחות של גז בהיקף של 60 BCM ; (3) במועד בו תסתיים ההפקה מהמאגר או במועד בו יפקע שטר החזקה או יבוא לידי סיום, בתנאים הקבועים בהסכם.

המפעיל יהא אחראי, בין היתר, ליישם את הוראות ההסכם ולנהל את ההזמנות על-פיו וכן לספק את הגז בנקודת המסירה בהתאם להוראותיו. אחריות המפעיל להפרה של התחייבויותיו על-פי ההסכם תהא כפופה למגבלות ולהחרגות הקבועות בהסכם התפעול המשותף.

במקרה של סתירה בין ההסכם לבין הסכם התפעול המשותף, הוראות ההסכם תגברנה.

כל צד להסכם האיזון יישא בתשלום המסים, התמלוגים על-פי דין, ההיטלים והתשלומים על-פי דין החלים בגין הגז שנטל, ונקבעו הסדרי התחשבות בנוגע לאמור בין שותף בחסר לבין שותף ביתר במקרה של איזון בכסף. עוד נקבע, כי הצדדים יפנו לרשויות המס ולמשרד האנרגיה בבקשות משותפות להסדרת אופן הדיווח והתשלום של תמלוגים סטטוטוריים, היטל, ומסים ביחס להסכם, וכי עד לקבלת החלטת הרשויות, הדיווחים והתשלומים ייעשו בהתאם לנהוג כיום.

כניסתו לתוקף של הסכם האיזון כפופה לאישור רשות התחרות¹²⁶. במקרה בו לא יתקבל אישור כאמור עד ליום 31.5.2021, יסתיים הסכם האיזון במתן הודעה מוקדמת של 30 יום על-ידי מי מהצדדים לו (אלא אם האישור האמור יתקבל לפני סיום ההסכם). ההסכם יהא בתוקף עד לסיום הסכם התפעול המשותף.

ככל שמי מהשותפים יבקש להעביר זכויותיו בחזקת תמר לאחרים, יועברו הזכויות האמורות ביחד עם זכויותיו והתחייבויותיו של השותף לפי הסכם האיזון.

הדין החל על הסכם האיזון הינו חוקי אנגליה וויילס. כל מחלוקת בין הצדדים, שלא תגיע לפתרון בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם, תופנה לבוררות בהתאם לכללי הבוררות של לשכת המסחר הבינלאומית כאמור בהסכם. צד שרוצה לערער על קביעות המפעיל הנוגעות, בין היתר, לתפוקה הפנויה, להקצאת הזמנות ולמועד האמור לעיל או על קביעת צד כלשהו להסכם בנוגע למחירים הרלבנטיים לביצוע איזון בכסף, יכול להפנות את הסוגיה להכרעת מומחה שימונה בהתאם להוראות ההסכם

ואשר קביעותיו תהיינה סופיות ומחייבות למעט במקרה של תרמית או שגיאה מובהקת. ככל שהמומחה לא יכריע במחלוקת, המחלוקת תופנה לבוררות כאמור לעיל.

יישום הוראות הסכם האיזון מחייב הקמת מערכות שונות ואימוץ נהלים וכן קבלת אישורים והבהרות מרשויות המס ומאסדרים שונים. לפיכך, נקבעה בהסכם תקופת ביניים, החל מחתימתו ועד ליום 1.7.2021, אשר רק בסיומה ניתן יהיה לבצע הסדרי איזון (בכסף או בגז).

ג. במקביל, חתמו שותפי תמר וחברת החשמל ביום 30.1.2021 על הסכם פשרה בנוגע למחלוקות שנתגלו בקשר להסכם שבמחלוקת (להלן בסעיף זה: "**הסכם הפשרה בתמר**"). במסגרת הסכם הפשרה בתמר נקבע, בין היתר, כי: (1) ההסכם שבמחלוקת יבוטל ויהא חסר כל תוקף ונפקות; (2) עד ליום 30.6.2021 תוכל חברת החשמל לרכוש ממאגר תמר כמות של 1.25 BCM, במחיר נמוך ממחיר הסכם חח"י-תמר, המשתנה לפי הכמות הנרכשת, מתוכה כ- 0.81 BCM אשר סופקו בשנת 2020, וכן, בתנאים מסוימים, כמויות נוספות ככל שאלה לא תוספקנה על-ידי שותפי לווייתן על פי הסכם חח"י-לווייתן; (3) כמויות הגז שסופקו ותוספקנה במחיר מופחת כאמור, לא תילקחנה בחשבון לצורך חישוב ה-Take or Pay וה-Carry Forward בשנים 2020 ו-2021.

עוד נקבע בהסכם הפשרה בתמר, כי הכמות החוזית היומית המירבית ששותפי תמר יהיו מחוייבים לספק לחברת החשמל מכוח הסכם חח"י-תמר במחצית הראשונה של שנת 2021 תוגבל ל- MMBTU 500,000 (לעומת MMBTU 655,000).

במסגרת הסכם הפשרה ויתרו הצדדים על תביעותיהם בקשר עם המחלוקות.

הסכם הפשרה בתמר כפוף להתקיימותם של תנאים מתלים ואישורים רגולטוריים, ובכלל זאת, בין היתר, אישור רשות התחרות, ואישורו של בית-הדין לתחרות לצו מוסכם לפי סעיף 50 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 לפיו הממונה על התחרות לא תמשיך את הטיפול ולא תנקוט בצעדי אכיפה נגד נובל בגין התלונות שהוגשו כנגדה בקשר לתוספת. ככל שלא יתקיימו התנאים המתלים תוך 30 ימים ממועד חתימת הסכם הפשרה, וביחס לאישור בית-הדין תחרות – 60 ימים, תהא לכל צד זכות לבטל את ההסכם. לפרטים נוספים בדבר הצו המוסכם הנ"ל ראו בסעיף 2.23.7(ב)4 להלן. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקיימו כל התנאים המתלים האמורים.

ד. במקביל לחתימת הסכם הפשרה בתמר, חתמו שותפי לויתן אף הם על הסכם פשרה עם חברת החשמל, כמתואר בסעיף 7.11.4(ב) להלן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקפים הכספיים הכוללים של הסכמי האספקה המפורטים לעיל, כמויות הגז הטבעי שתרכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, תחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה והיקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי לחברת החשמל על-פי הסכמי הפשרה כאמור לעיל, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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, שינויים בהיקף ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי חברת החשמל, בין היתר, כתוצאה ממגבלות הקיבולת וההפקה של מאגרי לויתן ותמר, ו/או כתוצאה משינויים בביקושים בשוק הגז הטבעי ו/או אי התקיימותם של התנאים המתלים או גורמים אחרים שלא ניתן לצפות אותם במועד זה ו/או גורמים אחרים שלשותפות אין שליטה לגביהם וכיוצ"ב.

(ב) הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן

להלן פרטים תמציתיים בדבר ההסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן שנחתמו על ידי השותפות, יחד עם יתר שותפי לווייתן, שהינם בתוקף במועד אישור הדוח. לפרטים אודות התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בהסכמים לאספקת קונדנסט ראו סעיף 7.11.6(א) להלן.

שנת תחילת אספקה	תקופת ההסכם ¹²⁷	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה ¹²⁸ (BCM) (100%)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2020 ¹²⁹ (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ¹³⁰	2020	עד ליום 30.6.2021	כ- 3.6 ¹³¹	מחיר גז קבוע שאינו מוצמד.
יצרני חשמל פרטיים	2020, או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכח של הרוכשות (לפי המאוחר).	חלק מההסכמים הם לתקופה קצרה של עד כשנתיים וחצי, ויתרתם לטווח ארוך של 14 עד 20 שנים. כמחצית מההסכמים אינם מעניקים לצדדים אופציה להארכה. במרבית ההסכמים הנותנים, לכל אחד מהצדדים מוענקת אופציה להארכת ההסכם במידה ולא נרכשת הכמות הכוללת.	כ- 38.3	נוסחת ההצמדה של מחיר הגז מבוססת במרבית ההסכמים על תעריף ייצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה". במספר הסכמים קצרי טווח קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	חלק מההסכמים הם לתקופה של 5 עד 15 שנה ויתרתם לתקופה קצרה של עד כשנתיים. במרבית ההסכמים לא מוקנית לצדדים	כ- 3.8	נוסחת ההצמדה במרבית ההסכמים מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה".

¹²⁷ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

¹²⁸ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי לווייתן לספק ללקוחות במשך תקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו הלקוחות לרכוש הינה נמוכה מכמות זו (לפרטים בדבר צבר ההזמנות 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. יצוין כי, במספר הסכמים לא נקובה כמות מירבית לאספקה.

¹²⁹ בשל העובדה שמדובר בשנת ההפעלה הראשונה של פרויקט לווייתן, הכמויות בשנת 2020 כוללת התחשבות בגין מועד תחילת אספקה מסחרית.

¹³⁰ לפרטים אודות ההסכם עם חברת חשמל ראו סעיף 7.11.4(ב) להלן.

¹³¹ בהסכם האספקה המקורי שנחתם עם חברת החשמל לא נקבעה כמות חוזית כוללת מירבית לאספקה. הנתון הנקוב לעיל שווה לכמות הגז שסופקה על פי החוזה עד ליום 31.12.2020 (כ- BCM 2.4 בתוספת כמות נוספת של BCM 1.2 אשר חברת החשמל התחייבה להזמין משותפי לווייתן במהלך המחצית הראשונה של 2021 (בכפוף להתאמות מסוימות) על פי הסכם הפשרה בלווייתן המתואר בסעיף 7.11.4(ב)2.

קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק ולמדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל			אופציה להארכת תקופת ההסכם.		
נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".	כ- 1.9	כ- 45	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת בתקופה הבסיסית, תוארך תקופת האספקה הבסיסית בשנתיים נוספות.	2020	הסכם ייצוא – NEPCO (המתואר בסעיף 7.11.5(ב1) להלן)
נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". ההסכם כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם.	כ- 1.9	כ- 60	15 שנים. בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, תקופת האספקה תוארך בשנתיים נוספות.	2020	הסכם ייצוא – דולפינוס (המתואר בסעיף 7.11.5(ב2) להלן)
	כ- 7.25	כ- 151			סה"כ

להלן טבלה הכוללת פילוח של הכנסות השותפות ממאגר ללוויתן בשנת 2020 בהתאם לבסיס הצמדת המחיר

הקבוע בהם :

שם הלקוח	סך הכנסות (במיליוני דולר)	ב- % מסך כל ההכנסות
חברת החשמל	כ- 183.3	כ- 31
יצרני חשמל פרטיים		
אחרים	כ- 48.5	כ- 8
לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק		
אחרים	כ- 32	כ- 5
ייצוא גז טבעי		
NEPCO	כ- 178.8	כ- 30
דולפינוס	כ- 144.5	כ- 25

1. פרטים נוספים אודות ההסכמים למכירת גז טבעי ליצרני חשמל

פרטיים ולקוחות תעשייתיים במשק המקומי שנחתמו על-ידי שותפי

לוויתן

א. במרבית הסכמי מכירת הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים ולקוחות תעשייתיים (להלן בסעיף זה: "**ההסכמים**"), התחייבו הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). יצויין כי, במסגרת ההסכמים האמורים, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה תחת ההסכם, עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה. עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן - Carry Forward.

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 לווייתן 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 מבניהם). הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

ג. במרבית הסכמי האספקה נקבעו תנאים מתלים ובהם, בין היתר, קבלת אישורים הנדרשים מצד הרוכשות בקשר עם ההסכם. נכון למועד אישור הדוח התקיימו התנאים המתלים האמורים במרבית ההסכמים.

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 אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

2. פרטים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי לווייתן לבין חברת החשמל בעקבות ההליך התחרותי שערכה חברת החשמל כמפורט לעיל, נחתם כאמור ביום 12.6.2019 הסכם חח"י-לווייתן המסדיר אספקת גז טבעי ממאגר לווייתן לחברת החשמל על בסיס קיבולת פנויה (להלן בסעיף זה: "ההסכם").

ביום 29.10.2019 התקיימו כל התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של ההסכם האספקה.

אספקת הגז לחברת החשמל לפי ההסכם החלה ביום 31.12.2019, ועל פי הוראות ההסכם היא תסתיים ביום 30.6.2021 או במועד תחילת הפקת הגז ממאגר "כריש", לפי המוקדם מביניהם, אלא אם תסתיים מוקדם יותר בהתאם לתנאי ההסכם. בהסכם האספקה נקבע מחיר גז קבוע שאינו מוצמד.

ביום 30.1.2021, במקביל לחתימת הסכם הפשרה בתמר, חתמו שותפי לווייתן וחברת החשמל על הסכם פשרה (להלן: "**הסכם הפשרה בלווייתן**"), המתקן את הסכם חח"י-לווייתן, במסגרתו, מבלי לגרוע מהתחייבויות הצדדים על פי הסכם חח"י-לווייתן, התחייבה חברת החשמל להזמין משותפי לווייתן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021 כמות גז טבעי בהיקף של כ- BCM 1.2, ממנה יופחתו כמויות גז מסויימות, כפי שהוסכמו, שעיקרן כמויות גז שיוזמנו מלווייתן על ידי חברת החשמל ולא יסופקו על ידם וכן כמויות גז שלא יצרכו על ידי

חברת החשמל עקב אירועי כוח עליון ו/או תקלות ביחידות ייצור משמעותיות של חברת החשמל (להלן: "כמות הבסיס"). במידה שחברת החשמל לא תזמין את כמות הבסיס בתקופה האמורה, היא תחויב לשלם לשותפי לווייתן בעבור ההפרש שבין כמות הבסיס לבין הכמות שהוזמנה על-ידה בפועל. חברת החשמל תהיה רשאית לצרוך את יתרת כמות הבסיס אותה לא צרכה אך שילמה בגינה, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם הפשרה לווייתן.

בנוסף, שותפי לווייתן יעניקו לחברת חשמל הנחה במחיר בגין הזמנת כמויות גז העולות על כ- BCM 0.5 שתוזמן החל מיום 1 בינואר 2021. בדומה להסכם הפשרה בתמר, הסכם הפשרה בלווייתן כפוף אף הוא להתקיימותם של תנאים מתלים ואישורים רגולטוריים, ובכלל זאת אישור רשות התחרות, ואישורו של בית-הדין לתחרות לצו המוסכם. נכון למועד אישור הדוח, טרם התקיימו כל התנאים המתלים האמורים.

היקף האספקה המצטבר ממכירת גז טבעי לחברת החשמל ממאגר לווייתן (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן), עד ליום 31.12.2020, מסתכם לסך של כ- BCM 2.4 בהיקף כספי כולל של כ- 404.8 מיליון דולר ארה"ב.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקפים הכספיים הכוללים של הסכמי האספקה המפורטים לעיל, כמויות הגז הטבעי שתרכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, ותחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק 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), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושן וכיוצ"ב.

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 הראשון"), אשר תוקן ביום 16.2.2016 וביום 30.9.2017. NBL הינה חברת בת בבעלות מלאה (בשרשור) של נובל אינק, אשר הינה בעלת השליטה בנובל, המפעילה של פרויקט תמר.

בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר הראשון, 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 הראשון**").

במסגרת הסכם NBL-תמר הראשון, התחייבו שותפי תמר לספק ל-NBL גז טבעי לצורך מכירתו על-ידי NBL לרוכשות במסגרת הסכם האספקה הראשון 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 הראשון (כפי שתוקן), התחייבה NBL לספק לרוכשות גז טבעי בהיקף כולל של עד כ-BCM 2. האספקה על-פי הסכם האספקה הראשון החלה במהלך חודש ינואר 2017 וצפויה להימשך כ-15 שנה.

ביום 14.10.2018 נחתם הסכם נוסף לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין NBL לצורך ייצוא גז טבעי לצרכנים בירדן ואספקתו לרוכשות (להלן: "**הסכם NBL-תמר השני**"). בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר השני, חתמה NBL על הסכם נוסף עם הרוכשות, לפיו תרכושנה הרוכשות מ-NBL כמות נוספת של גז טבעי שתשמש אותן כאמור במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן: "**הסכם האספקה השני**"), על בסיס מזדמן (Interruptible) בהיקף של כ-BCM 0.1 לשנה, כאשר ל-NBL קיימת זכות בהתאם למועדים הקבועים בהסכם להודיע לרוכשות כי האספקה בהתאם להסכם NBL-תמר השני תתבצע על בסיס מחייב (Firm). האספקה על פי הסכם NBL-תמר השני החלה במהלך הרבעון הראשון של שנת 2019 וצפויה להימשך עד למועד סיום האספקה על-פי הסכם האספקה הראשון.

ביום 19.9.2019 הודיעו שותפי תמר ל-NBL כי החל מיום 1.1.2020 ועד ליום 31.12.2020 תבוצע האספקה שעל פי הסכם NBL-תמר הראשון, על בסיס מחייב (Firm), וזאת חלף אספקה על בסיס מזדמן בחודשי שיאי הביקוש, כפי שהיה עד לאותו מועד.

ביום 29.1.2020 הודיעו שותפי תמר ל-NBL כי החל מיום 1.8.2020 תבוצע האספקה שעל פי הסכם NBL-תמר השני, על בסיס מחייב (FIRM).

יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי בקשר עם הסכם האספקה הראשון והסכם האספקה השני, שניתנה לשותפי תמר על-ידי רשות המסים, התחייבו שותפי תמר להציע לצרכנים פוטנציאליים חדשים להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחה המיטבית מבוססת מחיר הברנט (Brent), כמפורט במתווה הגז, כאשר התחייבות להצעה כאמור תחול במהלך תקופה של 3 שנים מיום החלטת הממשלה (קרי, עד ליום 16.8.2018) ומיום חתימת הסכם האספקה השני (קרי, עד ליום 14.10.2021), בהתאמה. ההצעה תתבצע בהתאם להוראות מתווה הגז, לרבות לעניין מועד האספקה אשר יכול לחול בכל מועד החל מתחילת האספקה על-פי הסכמי האספקה (הראשון

והשני, לפי העניין) ועד לשש שנים ממועד חתימתם, כמפורט לעיל. לפרטים ראו סעיפים 7.23.1(ג)1 ו- 7.23.1(ג)4 להלן. לעניין הסכמי NBL ראו גם סעיף 7.23.4(ד) להלן.

2. ביום 19.2.2018 נחתם הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר למצרים בין השותפות ונובל לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: "**הסכם תמר-דולפינוס המקורי**" ו-"**הרוכשת**", בהתאמה), אשר ביטל והחליף הסכם קודם שנחתם בין הצדדים הנ"ל ביום 17.3.2015.

ביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם תמר-דולפינוס המקורי בין שותפי תמר לבין דולפינוס (להלן: "**תיקון הסכם תמר-דולפינוס**") וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לווייתן ולבין שותפי תמר (לפרטים ראו סעיף 7.25.6(ג) להלן).

יצוין כי במקביל לחתימת תיקון הסכם תמר-דולפינוס נחתם תיקון להסכם בין שותפי לווייתן לבין דולפינוס (להלן: "**תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס**"), לפרטים ראו סעיף 7.11.5(ב)2 להלן. עם התקיימות כל התנאים המתלים לתיקון הסכם תמר-דולפינוס, ביום 24.12.2019 עדכנה השותפות כי תיקון הסכם תמר-דולפינוס נכנס לתוקפו.

בחודש יולי 2020, לאחר שנתקבל היתר הזרמה מרשות הגז הטבעי והסתיימה הרצת המדחס שהותקן בתחנת EMG באשקלון, החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים.

בחודש יולי 2020 הסבה דולפינוס את הסכמי הייצוא למצרים ל- Blue Ocean Energy, חברה קשורה של דולפינוס.¹³²

יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי בקשר עם תיקון הסכם תמר-דולפינוס שניתנה לשותפי תמר על-ידי רשות המסים ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי תמר להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז) שעיימום התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מלאות מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי 9.12.2022, להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחת תיקון הסכם תמר-דולפינוס, המבוססת מחיר ברנט (Brent), תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המיסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה בתיקון הסכם תמר-דולפינוס.

להלן תמצית פרטי ותנאי תיקון הסכם תמר-דולפינוס:

א. אספקת הגז לרוכשת על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס הינה על בסיס מחייב (Firm) (לעומת אספקה על פי הסכם תמר-דולפינוס המקורי שהיתה על בסיס מזדמן (Interruptible) עם אופציה לשותפי תמר להפוך

ההתחייבות לדולפינוס בהמשך פרק זה משמעותה דולפינוס או Blue Ocean Energy, לפי הקשר הדברים.

לבסיס מחייב).

ב. כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי תמר לספק לרוכשת על פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס הינה כ- 25.3 BCM (להלן: "**הכמות החוזית הכוללת (Firm) בהסכם תמר**") (לעומת כ- 32 BCM על פי הסכם תמר-דולפינוס המקורי שהיה, כאמור, על בסיס מזדמן).

ג. האספקה על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס, תחל ביום 30.6.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "**מועד סיום הסכם תמר-דולפינוס**"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת עד ליום 31.12.2034 יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בעד שנתיים נוספות.

ד. על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס, התחייבו שותפי תמר לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה המתחילה ביום 30.6.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2022 - כ- 1 BCM לשנה; ו- (ii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת במועד סיום תיקון הסכם תמר-דולפינוס כ- 2 BCM לשנה, וזאת באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחם נוסף, והגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)3.1.1.3 להלן.

ה. הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים שנקבעו בתיקון הסכם תמר-דולפינוס, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה-TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. יצוין כי, ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה ו' להלן, זכותה של דולפינוס להקטין את כמות ה-Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל. יצוין כי, בעקבות הירידה החדה במחירי האנרגיה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020 ירד המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) מתחת ל- 50 דולר לחבית.¹³³

ו. מחיר הגז שסופק לרוכשת ייקבע על-פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של תיקון הסכם תמר-דולפינוס (להלן בסעיף זה: "**מועד ההתאמה הראשון**" ו- "**מועד ההתאמה השני**"), בהתאמה, בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של עד 30% במועד

¹³³ לפרטים בדבר תביעה ובקשה לאישורה כתביעה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתנייה הנ"ל ראו סעיף 7.26.9 להלן.

ההתאמה השני. יצוין כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף לגובה מחיר חבית נפט.

ז. תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיום ההסכם, ובנוסף הוראה לסיום ההסכם במקרה של סיום תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי תמר לספק גם את הכמויות האמורות בתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס כמפורט בהסכם, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס כולל אף הוא הוראות דומות, לפרטים ראו סעיף 7.11.5(ב)2 להלן.

ח. במהלך שנת 2020 סיפקו שותפי תמר לרוכשת כ- 0.25 BCM בהתאם לתנאי תיקון הסכם תמר-דולפינוס. כפי שהוערך על-ידי השותפות במועד חתימת תיקון הסכם תמר-דולפינוס, היקף ההכנסות המצטבר ביחס לכלל שותפי תמר ממכירת גז טבעי לרוכשת תחת התיקון להסכם תמר-דולפינוס עשוי להסתכם בכ- 5 מיליארד דולר ארה"ב. הערכת השותפות כאמור, התבססה על ההנחה שהרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת הקבועה בתיקון להסכם תמר-דולפינוס, וכן על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת התיקון להסכם תמר-דולפינוס. יצוין, כי ההכנסות בפועל מתיקון הסכם תמר-דולפינוס יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתרכשנה בפועל על-ידי הרוכשת ומחירי הברנט בעת המכירה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקף ההכנסות הצפויות תחת תיקון הסכם תמר-דולפינוס, וכמויות הגז הטבעי שעשויות להימכר לרוכשת על פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי הרוכשת, שינויים במחיר הגז בהתאם לתיקון הסכם תמר-דולפינוס או גורמים אחרים שלא ניתן לצפות אותם במועד זה ואשר לשותפות אין שליטה לגביהם.

(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 החל ממועד תחילת האספקה המסחרית או עד אשר היקף האספקה הכולל יהיה כ- 45 BCM. האספקה על-פי הסכם הייצוא החלה ביום ה- 1.1.2020.

נקודת מסירת הגז על פי הסכם הייצוא הינה בחיבור שבין מערכת ההולכה הישראלית בגבול בין ישראל לירדן למערכת ההולכה הירדנית. בחודש דצמבר 2019, השלימה נתג'ז את הקמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין

ישראל לירדן בעלות של כ- 120 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 ונשיאה של NEPCO בעלות תשלומי ההולכה לנתג"ז. במועד החתימה העריכו שותפי לויתן 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.

ביום 9.11.2016 חתמו שותפי לויתן וחברת השיווק על הסכם הסבה להסכם הייצוא (להלן: "**Back-to-Back GSPA**") לפיו הסכומים שיתקבלו, ההתחייבויות, הסיכונים והעלויות הקשורים להסכם הייצוא יוסבו לשותפי לויתן באותם תנאים (back to back), כאילו שותפי לויתן היו צד להסכם הייצוא במקום חברת השיווק.

ביום 14.4.2020 נחתם בין חברת השיווק, שותפי לויתן ו- HSBC Corporate Trustee Company (UK) Limited (להלן: "**HSBC**") הסכם נאמנות ובטוחות (Offtake Intercreditor and Security Trust Deed) אשר נועד להבטיח את התחייבויות חברת השיווק כלפי שותפי לויתן בהתאם להסכם ה- Back-to-Back GSPA, לפיו מונתה HSBC לשמש כנאמן בטוחות והתחייבויות מכח הסכם הייצוא. בחודש מרץ 2020, על רקע משבר הקורונה, קיבלו השותפים בנכסי הנפט תמר ולויתן, מספר הודעות מלקוחותיהם, ביניהם NEPCO, בהן נטען כי משבר הקורונה והשלכותיו מהווים אירוע "כח עליון", אשר עלול להשפיע על יכולתם של אותם לקוחות, לקיים במלואן ובמועד את התחייבויותיהם העתידיות על פי ההסכמים. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, ממשיכים הלקוחות האמורים לקיים את התחייבויותיהם בהתאם להסכמים. לעמדת השותפות, הנסיבות שנטענו בהודעות שנתקבלו מהלקוחות אינן מהוות אירוע של כוח עליון, כנדרש על פי הוראות הסכמי מכירת הגז.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות ביחס להיקף הכספי הכולל של ההסכם ולכמות הגז הטבעי שצפויה להירכש מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות 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 19.2.2018 נחתם הסכם בין השותפות ונובל לבין חברת דולפינוס, אשר הסבה כאמור בחודש יולי 2020 את זכויותיה ל- Blue Ocean Energy (להלן בסעיף זה: "**הרוכשת**") לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן למצרים (להלן בסעיף זה: "**הסכם לויתן-דולפינוס המקורי**").

ביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס המקורי בין שותפי לווייתן לבין דולפינוס (להלן: **"תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס"**) וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.6(ג) להלן).

ביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים ממאגר לווייתן בהתאם לתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס. בחודש יולי 2020, לאחר שנתקבל היתר הזרמה מרשות הגז הטבעי, הסתיימה הרצת המדחס שהותקן בתחנת EMG באשקלון. התקנת המדחס איפשרה את הגדלת כמות הגז המוזרמת למצרים.

יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי בקשר עם תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס שניתנה לשותפי לווייתן על-ידי רשות המסים ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי לווייתן להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז) שעיימם התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מלאות מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי 9.12.2022 להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחת תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, המבוססת מחיר ברנט (Brent), תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המיסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה בתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס.

להלן תמצית פרטי ותנאי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס:

- א. כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על פי תיקון הסכם לווייתן הינה על בסיס מחייב (Firm) וגדלה באופן ניכר לכ- 60 BCM (לעומת 32 BCM על פי הסכם לווייתן-דולפינוס המקורי) (להלן: **"הכמות החוזית הכוללת בהסכם לווייתן"**).
- ב. האספקה על-פי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס החלה ביום 15.1.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: **"מועד סיום תיקון הסכם לווייתן"**). בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.
- ג. על-פי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס התחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה שהחלה ביום 15.1.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2020 - כ- 2.1 BCM לשנה; (ii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2022 - כ- 3.6 BCM לשנה; ו- (iii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת במועד סיום הסכם לווייתן - כ- 4.7 BCM לשנה, וזאת באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחס נוסף, והגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג'ז, כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)3.1. להלן.
- ד. הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים שנקבעו בתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר

היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. יצוין כי, ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה ה' להלן, זכותה של דולפינוס להקטין את כמות ה-Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל. יצוין כי, בעקבות הירידה החדה במחירי האנרגיה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020 ירד המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) מתחת ל- 50 דולר לחבית.¹³⁴

ה. מחיר הגז שיסופק לרוכשת ייקבע על-פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס (להלן בסעיף זה: **"מועד ההתאמה הראשון"** ו- **"מועד ההתאמה השני"**, בהתאמה), בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של עד 30% במועד ההתאמה השני. יצוין כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף לגובה מחיר חבית נפט.

ו. התיקון להסכם לווייתן-דולפינוס כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיום ההסכם ובנוסף הוראות במקרה של סיום התיקון להסכם תמר – דולפינוס בין הרוכשת לבין כל השותפים במאגר תמר כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי לווייתן לספק גם את הכמויות לפי תיקון הסכם תמר – דולפינוס, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל אף הוא הוראות דומות, לפרטים ראו סעיף 7.11.5(א) לעיל.

ז. במהלך שנת 2020 סיפקו שותפי לווייתן לרוכשת כ- 1.9 BCM בהתאם לתנאי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס. כפי שהוערך על-ידי השותפות במועד חתימת תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, היקף ההכנסות המצטבר ביחס לכלל שותפי לווייתן ממכירת גז טבעי לרוכשת תחת התיקון להסכם לווייתן-דולפינוס עשוי להסתכם בכ- 12.5 מיליארד דולר ארה"ב. הערכת השותפות כאמור, מבוססת על ההנחה שהרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת הקבועה בתיקון להסכם לווייתן-דולפינוס, וכן על הערכת השותפות לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת התיקון להסכם לווייתן-דולפינוס. יצוין כי, ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתרכשנה בפועל על-ידי הרוכשת ומחירי הברנט בעת המכירה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקף ההכנסות הצפויות תחת תיקון הסכם לווייתן – דולפינוס, וכמויות הגז הטבעי שעשויות להימכר

¹³⁴ לפרטים בדבר תביעה ובקשה לאישורה כתביעה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתנייה הנ"ל ראו סעיף 7.26.9 להלן.

לרוכשת על פי התיקון להסכם לווייתן - דולפינוס, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי הרוכשת, שינויים במחיר הגז בהתאם לתיקון להסכם לווייתן - דולפינוס או גורמים אחרים שלא ניתן לצפות אותם במועד זה ואשר לשותפות אין שליטה לגביהם.

(ג) השותפות בוחנת ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה, בין היתר, אפשרות לאספקת גז טבעי בצנרת משותפת עם פרויקט לווייתן למתקן ההנזלה במצרים, אשר תתבצע, ככל שתתבצע, ממאגר אפרודיטה, בהיקף של כ- 6 BCM בשנה לתקופה של כ- 10-15 שנה, וזאת בהתאם לתנאי תכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה כמפורט בסעיף 7.4.11 לעיל, וכן ממאגר לווייתן, וזאת במסגרת שלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' לתכנית הפיתוח של מאגר לווייתן), כמפורט בסעיף 7.2.5 לעיל. יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, הקיבולת השנתית המקסימלית של גז ההנזלה (Feed Gas) למתקן ההנזלה הינה כ- 12 BCM בשנה.

השותפות, יחד עם שותפיה במאגרים לווייתן ואפרודיטה, מנהלים משא ומתן בקשר עם הסכם הקמה משותף לצינור כאמור ותקציב מוסכם למימונו, אשר יכלול את העקרונות המסחריים, התפעוליים, הכלכליים והרגולטוריים. על פי ההסכם המתגבש, הצדדים יסכימו לחלוק בעלויות בקשר עם מחקרי הכדאיות ופיתוח הפרויקט כאמור, אך לא בקשר עם הוצאתו לפועל של הפרויקט ובנייתו, אשר במידה והשותפים אכן ירצו להתקדם לשלב זה, הם יתקשרו בהסכם נוסף כדוגמת הסכם בעלי מניות או JOA. יצוין כי, העלויות הנוגעות לפיתוח הצינור, הן בשלב המוקדם והן בשלב ההקמה, אינן חלק מעלויות פיתוח ה- upstream ואינן נכללות במסגרת cost recovery בהסכם הזיכיון.

(ד) השותפות מקדמת משאים ומתנים בשלבים שונים עם בעלי מתקני הנזלה לייצוא גז"ן במצרים, הן ביחס למתקן ההנזלה ELNG המופעל על ידי Shell והממוקם בסמוך לעיר אידקו, והן ביחס למתקן ההנזלה SEGAS המופעל על ידי SEGAS (Joint Venture) והממוקם בסמוך לעיר דמייטה. ההסדרים הנבחנו כוללים, בין היתר, אפשרויות לרכישת קיבולת הנזלה, הסדרים בקשר עם קבלת שירותי הנזלה שיאפשרו לשותפות לשווק גז טבעי בתצורת LNG תוך תשלום בגין שירותי הנזלה, ואפשרויות נוספות בקשר עם רכישת זכויות במתקנים הללו.

7.11.6 הסכמים לאספקת קונדנסט

(א) הסכם לאספקת קונדנסט ממאגר תמר לפז זיקוק אשדוד

שותפי תמר מספקים לפז זיקוק אשדוד קונדנסט משנת 2013 בצנרת ייעודית בהיקף שאינו מהותי, על פי הסכם (כפי שתוקן), הצפוי להסתיים בחודש דצמבר 2030. מחיר הקונדנסט נקבע על-פי מחירי הברנט (Brent) בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה. כלל המכירות של קונדנסט על ידי שותפי תמר הינו במסגרת ההתקשרות הנ"ל.

(ב) הסכם לאספקת קונדנסט ממאגר לווייתן לבז"ן

ביום 15.12.2019 נחתם הסכם לפיו קונדנסט שיופק ממאגר לווייתן יוזרם באמצעות

צנרת הדלקים הקיימת של חברת קצא"א אל מתחם מיכלים של תש"ן בקרית חיים ומשם יוזרם למתקני בז"ן, וזאת בין היתר בהתאם להנחיות רגולטוריות (להלן: **"הסכם בז"ן"**).

הסכם בז"ן הינו על בסיס מזדמן לתקופה של 15 שנים ממועד תחילת ההזרמה של הקונדנסט בכמויות מסחריות, כאשר לכל צד תהיה זכות לסיים את הסכם בז"ן במתן הודעה מראש של לפחות 360 יום לצד האחר. בנוסף יהיה כל צד רשאי לבטל את הסכם בז"ן בהודעה קצרה יותר בקרות אירועים שונים, לרבות במקרה של הפרה על-ידי הצד האחר וכן בקרות שינויים רגולטוריים ואחרים אשר לא יאפשרו את הזרמת הקונדנסט בהתאם לאמור בהסכם בז"ן.

הזרמת הקונדנסט לבז"ן על-פי הסכם בז"ן תתבצע על בסיס מזדמן עד לכמות מקסימלית שהוסכמה בין הצדדים (להלן: **"הכמות המקסימלית"**). הצדדים יהיו רשאים לעדכן את הכמות המקסימלית מעת לעת בכפוף לעמידה בתנאים שנקבעו על ידי הרשויות לעניין זה, לרבות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה.

בהסכם בז"ן נקבע כי, מסירת הקונדנסט לבז"ן תהיה ללא תמורה, כאשר שותפי לווייתן יישאו בכל ההוצאות, לרבות חשיפות המס, ביחס להזרמת הקונדנסט.

במסגרת הסכם בז"ן נקבעו מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים להזרמת הקונדנסט לבז"ן, לרבות אישורים בכל הנוגע למכירת הקונדנסט ללא תמורה. ביום 29.1.2020 נכנס הסכם בז"ן לתוקפו.

אובדן ההכנסות שנגרם לפרויקט לווייתן עקב תנאי ההסכם אינו מהותי לשותפות. לפרטים נוספים אודות בחינת חלופות להזרמה ולמכירה של הקונדנסט שיופק ממאגר לווייתן ראו ס"ק (ד) להלן.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בקשר עם היקף אובדן ההכנסות מהסכם בז"ן, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שלא ניתן לצפות אותם במועד זה ואשר לשותפות אין שליטה לגביהם.

(ג) הסכם לאספקת קונדנסט ממאגר לווייתן לחברת סחר בינלאומית בתחום הדלקים (להלן בסעיף זה: **"הרוכשת"**)

ביום 15.12.2019 חתמו שותפי לווייתן על הסכם, לפיו קונדנסט שיופק ממאגר לווייתן ישונע באמצעות מיכליות כביש ויימסר לרוכשת במתחם המיכלים של תש"ן (להלן: **"הסכם האספקה"**).

הסכם האספקה נכנס לתוקפו עם תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן ונקבע בו כי יתחדש מדי שנה לתקופה של שנה נוספת אלא אם אחד הצדדים בחר שלא לחדשו בהודעה מראש של 60 יום לפחות. כל צד יהיה רשאי לבטל את הסכם האספקה במקרה של הפרתו על ידי הצד האחר וכן בקרות שינויים רגולטוריים ואחרים אשר לא יאפשרו את אספקת הקונדנסט בהתאם לאמור בהסכם האספקה.

אספקת הקונדנסט על-ידי שותפי לווייתן לרוכשת על-פי הסכם האספקה תתבצע על בסיס מזדמן עד לכמות מקסימלית יומית שהוסכמה בין הצדדים.

על-פי הסכם האספקה, שותפי לווייתן יישאו בכל ההוצאות ביחס לקונדנסט עד למסירתו לרוכשת בכניסה למתחם המיכלים של תשי"ן והרוכשת תישא בכל ההוצאות ביחס לקונדנסט מנקודה זו ואילך.

מחיר הקונדנסט שנקבע בהסכם האספקה יוצמד למחיר חבית ברנט (Brent), כאשר הרוכשת תהיה זכאית להנחה בגין הקונדנסט שיוזרם אליה ואשר יחרוג מהמפרט שנקבע בהסכם האספקה.

היקף ההכנסות ממכירת קונדנסט לרוכשת על פי תנאי ההסכם אינו צפוי להיות מהותי לשותפות.

יובהר, כי מכירת הקונדנסט על-פי הסכם האספקה תבוצע רק במקרים בהם לא תתאפשר העברת הקונדנסט בהתאם להסכם בז"ן המתואר לעיל.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט לעיל בקשר עם הסכם האספקה והיקפו הכספי, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב שינויים בהיקף אספקת הקונדנסט לרוכשת, מחיר חבית ברנט וכיוצ"ב.

(ד) יצוין כי, במקביל להזרמת הקונדנסט על פי ההסכמים המתוארים לעיל, ממשיכים שותפי לווייתן לבחון חלופות נוספות להזרמה ולמכירה של הקונדנסט שיופק ממאגר לווייתן, ובין היתר, נבחנות חלופות להנחת צנרת אשר תוביל קונדנסט למיכלי אחסון בחדרה ו/או באשקלון ומשם באמצעות כלי שיט יעודיים ימסר לצרכנים בארץ ו/או מחוצה לה, וכן נבחנת האפשרות לשיתוף פעולה עם אנרג'יאן בדבר איחסון הקונדנסט שיופק ממאגר לווייתן על גבי ה-FPSO ומשם ימסר לצרכנים פוטנציאלים.

7.12 שיווק והפצה

7.12.1 אספקה לשוק המקומי

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ובפרויקט לווייתן, פועלת לשיווק גז טבעי וקונדנסט לצרכנים פוטנציאליים (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 למכירת גז טבעי ו/או קונדנסט מהפרויקטים האמורים, והכל בהתאם למחירי הגז ותקופת ההסכמים הקבועים במתווה הגז, כמפורט בסעיפים 7.23.1(ב)3 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 נת"ז, ובהשלמת מערכות החלוקה האזוריות.

נכון למועד אישור הדוח, שיווק הגז הטבעי המופק ממאגר לווייתן ללקוחות מתבצע בדרך של שיווק משותף, על פי הסכמי אספקה שנחתמו בין הלקוחות לבין כלל שותפי לווייתן. השיווק ממאגר תמר בוצע אף הוא עד לאחרונה בדרך של שיווק משותף כאמור. לפרטים בדבר הסכם איזון שנחתם בין שותפי תמר בנוגע לשיווק בנפרד של הגז הטבעי המופק ממאגר תמר, ראו סעיף 7.11.4(א)6.6 לעיל.

7.12.2 ייצואכללי (א)

השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים פועלת למציאת שווקים מחוץ לישראל ומחוץ לקפריסין לשיווק הגז הטבעי. להערכת השותפות, השווקים הפוטנציאליים כוללים את המדינות הקרובות לישראל (לרבות השוק הפלסטיני אשר רוכש כיום חשמל מישראל וישנן תוכניות להקים בו תחנות כח לייצור חשמל משלו), ובראשן מצרים וירדן, אליהן מיוצא גז באמצעות צנרת ממאגר תמר וממאגר לווייתן, והשווקים הגלובליים הרחוקים יותר אשר ניתן לייצא אליהם גז טבעי באמצעות LNG (גז טבעי נוזלי – גט"ן) ו/או CNG (גז טבעי דחוס – גט"ד). כאמור, 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 נוספות. כמו כן, בוחנת השותפות כדאיות כלכלית של מספר פרויקטים לייצוא גז טבעי באמצעות LNG (לרבות הנזלת גז טבעי במתקן צף – FLNG) ו-CNG, כמפורט להלן.

ייצוא באמצעות צנרת (ב)

1. השותפות פועלת, בנוסף להסכמי הייצוא בהן התקשרה והמפורטים בסעיף 7.11.5 לעיל, לקידום אפשרויות שימוש בצנרת (קיימת ו/או חדשה), ובכלל זאת מקדמת מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים, בקשר עם ייצוא גז טבעי בצנרת לשווקים אזוריים.

2. 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. בהקשר זה יצוין, כי ביום 19.7.2020 התקבלה החלטת הממשלה מס' 235 במסגרתה אשררה הממשלה הסכם מחודש ינואר 2020 בין ישראל, קפריסין, יוון ואיטליה בנוגע להקמת צינור להובלת גז טבעי שמקורו במאגרי גז טבעי בישראל וקפריסין לשווקים האירופיים, ואשר במסגרתו התחייבו הצדדים לשתף ביניהם פעולה בקשר להקמת הפרויקט.¹³⁵

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין ודאות 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.

¹³⁵ למידע אודות הסכם צינור הגז "East-Med" שיעבור מישראל, דרך קפריסין ויוון לאירופה, ראו הודעת משרד האנרגיה מיום 1 בינואר 2020: https://www.gov.il/he/departments/news/ng_021220 ומיום 9 במרץ 2021: https://www.gov.il/he/departments/news/east_med_080321 למידע אודות מזכר הבנות להנחת כבל חשמל תת ימי "אירו אסיה", ראו הודעת משרד האנרגיה מיום 9 במרץ 2021: https://www.gov.il/he/departments/topics/exploration_and_production_of_oil_and_natural_gas

3. להלן תיאור שווקי היעד הפוטנציאליים המרכזיים לייצוא גז טבעי בצנרת מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן.¹³⁶

א. ירדן – להבנת השותפות, ובהתבסס על חברות ייעוץ בלתי תלויות, צריכת הגז בירדן לשימוש מקומי עמדה על כ- BCM 4 בשנת 2020, צריכה הדומה בהיקפה לצריכה בשנת 2019. הגז הטבעי הוא מקור האנרגיה העיקרי לייצור חשמל בירדן. ההערכה היא שבשנת 2020 כ- 77% מהחשמל בירדן יוצר באמצעות גז טבעי, כאשר יתרת ייצור החשמל התבססה על כ- 16% אנרגיות מתחדשות וכ- 7% תזקי נפט. להערכת השותפות, בהתבסס על חברות ייעוץ חיצוניות בלתי תלויות ועל התאמות שביצעה השותפות לנתונים אלו, בשנת 2021 צפויה לעמוד צריכת הגז הטבעי בירדן על כ- BCM 4, וההערכה היא שבעשור הקרוב היא צפויה לעמוד בטווח של BCM 3.8-4.2. היציבות בתחזית צריכת הגז הטבעי בירדן, על אף הצפי בגידול בביקוש לאנרגיה בכלל וחשמל בפרט, מקורה בחדירה מואצת של אנרגיות מתחדשות לתחום ייצור החשמל בירדן, בעקבות פעילות אקטיבית של הממשלה בתחום זה, וכן עקב ייצור חשמל מתחנת כוח ירדנית (Attart power plant) שמקור הדלק לייצור החשמל בה הוא פצלי נפט מסוג Shale Oil. היעד שהוצב על ידי ממשלת ירדן הוא שאנרגיות מתחדשות יהיו כ- 20% מהיקף ייצור החשמל במדינה בשנת 2020, ובפועל ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות היווה כאמור כ- 16% מסך ייצור החשמל בשנה זו. התחזית הנוכחית היא ששיעור זה צפוי לעלות לכ- 30% בשנת 2025 ולכ- 45% בשנת 2030. כיום, ירדן מייבאת גז טבעי מפרויקט לווייתן המהווה את מרבית הגז הנצרך בירדן, וכן מייבאת גז טבעי מפרויקט תמר למפעלי תעשייה באזור ים המלח הירדני. בנוסף, ירדן מייבאת כמויות קטנות של גז טבעי ממצרים באמצעות הצינור הפן ערבי, כאשר למיטב ידיעת השותפות ייבוא זה הסתכם בשנת 2020 לפחות מ- BCM 0.5, וכן מפיקה כמויות זניחות של גז טבעי. טרם חתימת הסכם NEPCO (המפורט בסעיף 7.11.5(ב)1 להלן), היווה LNG את מקור הגז הטבעי העיקרי של ירדן, והוא יובא באמצעות מתקן גיזוז צף הממוקם בעקבה. עם זאת, במסגרת הסכמי עבר, ייבאה ירדן בשנת 2020 LNG בכמות מוערכת של כ- BCM 1.1 באמצעות המתקן בעקבה. יצוין כי, מתקן זה עדיין פעיל וביכולתה של ירדן להמשיך ולייבא LNG על-ידי ניצול הזדמנויות בשווקי ה-Spot של LNG. לעניין ייצוא הגז מפרויקט תמר למפעלי ים המלח הירדניים, החל מראשית שנת 2017 מייצאים שותפי תמר גז טבעי לשני מפעלים תעשייתיים הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח

¹³⁶ המידע האמור נערך על-ידי השותפות, בין היתר, בהתבסס על נתוני דו"חות שפורסמו על-ידי חברות ייעוץ בלתי תלויות.

בירדן, כמפורט בסעיף 7.11.5(א)1 לעיל, באמצעות חיבור של מערכת ההולכה הישראלית בצינור ייעודי למפעלים הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן: "הצינור הדרומי"). לעניין ייצוא הגז מפרויקט לויתן לירדן, יצוין כי, בחודש ינואר 2020 הסתיימה הנחת צינור מקביל לזה הקיים מאזור תל קשיש לדברת, וזאת בנוסף להקמת צינור גז טבעי חדש לחיבור מערכת ההולכה של נתג'ז (מאזור דברת) לגבול עם ירדן וכן הקמת צינור המשך בצד הירדני, שמחבר את מערכת ההולכה הישראלית 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 לויתן, ראו סעיף 7.2.4 לעיל. בהתבסס על הנתונים הידועים לשותפות, קיבולת הצינור הצפוני תאפשר הזרמה של גז טבעי בכמות שנתית של עד כ- 10 BCM לירדן ודרך ירדן למצרים.

לעניין ההסכמים שנחתמו ביחס לאספקת גז טבעי לירדן, ראו סעיפים 7.11.5(א)1 ו-7.11.5(ב)1 לעיל.

ב. מצרים – למיטב ידיעת השותפות, ובהתבסס על חברות ייעוץ בלתי תלויות, הגז הטבעי מהווה תפקיד מרכזי בשוק האנרגיה המצרי, כאשר צריכת הגז הטבעי במצרים משמשת בעיקר לייצור חשמל, אך גם לתעשייה ולמשקי הבית. הגז הטבעי הוא מקור האנרגיה העיקרי לייצור חשמל במצרים. בשנת 2020 כ-84% מהחשמל במצרים יוצר באמצעות גז טבעי. להבנת השותפות, ההפקה המקומית במצרים בשנת 2020 עמדה על כ- 60 BCM, קיטון של כ- 10% ביחס לשנת 2019, תוך שהקיטון בהפקה נובע בעיקר מקיצוצי תפוקה יזומים. הביקוש לגז טבעי במצרים בשנת 2020 עמד על כ- 61 BCM (יצב בהשוואה לשנת 2019). הגידול ההדרגתי בהפקה המקומית בארבע השנים האחרונות, הפך את מצרים מיבואנית נטו של גז טבעי ליצואנית נטו. יצוין כי, העונתיות בשימוש בגז טבעי במצרים תורמת לכך שמצרים עשויה לייצא כמויות מסוימות של גז טבעי בחודשי החורף ולייבא גז טבעי בחודשי הקיץ. כמו כן, במצרים שני מתקנים להנזלת גז טבעי לייצור גט"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- 17-18 BCM בשנה, וזאת בנוסף לביקוש המקומי. נכון למועד אישור הדוח, היקף קיבולת הפקת הגז הטבעי במצרים מספיק למילוי צרכי השוק המקומי, וכן לייצוא באמצעות LNG, אך אינו מספיק להפעלה של שני מתקני ההנזלה בקיבולת מלאה. במצב זה, פועל אחד המתקנים בתפוקה חלקית. המתקן השני, אשר הושבת מאז סוף שנת 2012, חזר במהלך הרבעון הראשון לשנת 2021 לפעילות הנזלה. נכון למועד

אישור הדוח, פועלים שני המתקנים הללו בתפוקה חלקית. על בסיס חברות ייעוץ בלתי תלויות, תחזיות הביקוש לשוק המקומי המצרי לשנים 2021, 2022 ו-2023 עומדות על כ- 63 BCM, כ- 64 BCM וכ- 66 BCM, בהתאמה, ואילו תחזיות ההפקה המקומית משדות מפיקים, בשלבי פיתוח או בסבירות גבוהה לתחילת הפקה בשנים 2021, 2022 ו-2023 עומדות על כ- 65 BCM, כ- 65 BCM וכ- 67 BCM, בהתאמה, וזאת בהתעלם מהביקוש לגז טבעי כ- Feed Gas למתקני ייצוא הגז. עודף ההיצע הצפוי בשנים הקרובות צפוי להביא להגדלת ייצוא הגז טבעי ממצרים בתקופה זו, בעיקר כ- LNG, וזאת כתלות בתנאי השוק הגלובאליים ובמחירי האנרגיה בעולם. עם זאת, עודף ההיצע בשנים אלו אינו מספיק למלא את מלוא קיבולת ההנזלה בשני מתקני ייצוא ה-LNG הקיימים במצרים. בנוסף, התחזית היא כי החל מאמצע העשור צפוי להיווצר מחסור בגז לצריכה מקומית בשוק המקומי המצרי, וזאת בהתבסס על תחזיות ההפקה המקומית משדות מפיקים, שדות בשלבי פיתוח או בסבירות גבוהה להפקה. תחזיות הביקוש לשנים 2025 עד 2030 מתייחסות להיקף צריכה בשוק המקומי של כ- 75-70 BCM לשנה, וזאת מבלי לכלול את הגז הטבעי הנדרש כ- Feed Gas להזנת מתקני ההנזלה האמורים. יצוין כי, תחזיות אלו עתידות להתעדכן מידי תקופה ככל שיתקבל מידע חדש ו/או יבוצע עדכון לתחזיות על-ידי חברות הייעוץ הבלתי תלויות. 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 חיפושי גז טבעי, המקודמת על-ידי ממשלת מצרים, עשויה להגביר ולהאיץ את פעילות חיפושי הגז טבעי במצרים, ולפיכך תיתכנה תגליות גז טבעי נוספות במצרים. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז טבעי למצרים, ראו סעיפים

7.11.5(א)2 ו-7.11.5(ב)2 לעיל.

לפרטים אודות עסקת EMG המאפשרת הזרמת גז טבעי למצרים, ראו סעיף 7.25.6 להלן.

התקשרות עם נתג'ז בהסכמי הולכה

בחודש יולי 2020, עם הפעלת המדחס בכניסה למערכת EMG באשקלון, עלתה יכולת ההזרמה בצינור EMG, דרך תשתית מערכת ההולכה הקיימת של נתג'ז, לכ- 450,000 MMCF ליום (כ- 4.5 BCM בשנה).

ביום 28.5.2019 נחתם הסכם בין נובל לנתג'ז, בנוגע לאספקת שירותי הולכה לא רציפים (Interruptible) בקשר עם הזרמת גז טבעי ממאגר לוויטן ומאגר תמר אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך ייצוא למצרים (להלן בסעיף זה: "**הסכם 2019**"), ביום 18.1.2021, התקשרה נובל עם נתג'ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב (Firm) לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לוויטן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון ולצורך הולכתו למצרים, שנכנס לתוקף ביום 15.2.2021 לאחר התקיימות כל התנאים המתלים שנקבעו בו (להלן: "**ההסכם ההולכה**"), או בסעיף זה: "**ההסכם**"), שעיקרו מתוארים להלן:

1. במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג'ז לספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיסופק ממאגר תמר וממאגר לוויטן, לרבות שמירה על קיבולת בסיסית במערכת ההולכה בהיקף שנתי של כ- 5.5 BCM (להלן: "**הקיבולת הבסיסית**"). בגין שירותי ההולכה ביחס לקיבולת הבסיסית תשלם נובל דמי קיבולת (Capacity) וכן תשלום בגין כמות הגז שתוזרם בפועל (Throughput), בהתאם לתעריפי ההולכה המקובלים בישראל, כפי שיעודכנו מעת לעת.¹³⁷ כמו כן התחייבה נתג'ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם נובל תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל. למיטב ידיעת השותפות, מערכת ההולכה תוכננה באופן שיאפשר הולכת מלוא הכמות החוזית הקבועה בהסכמי הייצוא.
2. במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נובל לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- 44 BCM לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית, אזי הכמות המינימאלית להזרמה כאמור לעיל תוגדל בהתאם.
3. הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שבו נתג'ז תשלם את הקמת מקטע מערכת ההולכה הימי אשדוד-

¹³⁷ נכון למועד דוח, זה דמי הקיבולת וההזרמה הנגבים על ידי נתג'ז מלקוחותיה עומדים על סך של כ- 90 אגורות ל- MMBTU. יצויין כי ביום 23.2.2021 פרסמה רשות הגז הטבעי החלטה ביחס להפחתת דמי הקיבולת וההזרמה בשיעור של כ- 5% החל מיום 1.3.2021.

אשקלון, בהתאם לאמור בהחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (להלן: "**החלטת המועצה**"), באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה (להלן: "**מועד תחילת ההזרמה**"). על-פי הסכם ההולכה, מועד תחילת ההזרמה צפוי להתרחש בתקופה שבין חודש יולי 2022 לחודש אפריל 2023. לפרטים אודות כמויות הגז השנתיות אותן התחייבו שותפי תמר ושותפי לווייתן לספק לדולפינוס, ראו סעיפים 7.11.5(א)(2)(ד) ו- 7.11.5(ב)(2)(ג) לעיל. כמו כן, לפרטים נוספים בדבר החלטת המועצה ראו בסעיף 7.12.2(ב)3.ב.3 להלן.

4. עוד נקבע כי תקופת ההולכה תחת הסכם 2019 תוארך עד ליום 1.1.2024 או עד מועד תחילת ההזרמה על-פי הסכם ההולכה, לפי המוקדם מביניהם.

5. הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת שתוזרם תהיה BCM 44; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה; או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של נתג"ז. להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם, לא צפוי קושי בהארכתו בתעריפי הקיבולת וההולכה שיהיו נהוגים אצל בעל רישיון ההולכה באותו מועד.

6. בהתאם לעקרונות שנקבעו בהחלטת המועצה התחייבה נובל לשלם בגין חלק השותפים (56.5%) בעלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון המוערכת בסך של 738 מיליון ש"ח. כמו כן התחייבה נובל לשלם סכום של 27 מיליון ש"ח בגין חלק השותפים בעלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, המוערכת נכון למועד זה בכ- 48 מיליון ש"ח.

7. בהתאם להחלטת המועצה יעמידו שותפי לווייתן ושותפי תמר ערבות בנקאית להבטחת חלקה של נתג"ז בעלות הקמת התשתית האמורה לעיל, ולכיסוי התחייבותה של נובל לתשלום דמי הקיבולת וההולכה. יצוין כי, בחודש פברואר 2021 העמידה השותפות ערבויות כאמור בהיקף של כ-9.172 מיליון ש"ח, וכנגדן שיעבדה השותפות פיקדון בסך של כ-13.3 מיליון דולר.

8. השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בעלויות האמורות בפסקה 5 לעיל ויעמידו את הערבויות האמורות בפסקה 6 לעיל בשיעורים של 69% ו-31%, בהתאמה.

9. בהסכם ההולכה נקבע כי אם ייפסק ייצוא הגז הטבעי מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן למצרים, תהיה נובל רשאית לבטל את הסכם ההולכה בכפוף לתשלום פיצוי לנתג"ז בגין הביטול המוקדם, בסכום השווה לסך של 120% מעלויות ההקמה של מקטע המשולב אשדוד-אשקלון, בתוספת עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, ובניכוי הסכומים ששילמה נובל עד למועד הביטול בגין עלויות ההקמה וההקדמה כאמור ובגין הזרמת הגז תחת הסכם ההולכה. אם לאחר ביטול הסכם ההולכה יחודש היצוא למצרים, אזי יחודש הסכם ההולכה בכפוף ובהתאם לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה באותה עת.

10. ביום 14.2.2021 מסרה נובל לשותפות כי התקיימו כל התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההולכה.

11. בד בבד עם חתימת הסכם ההולכה, חתמו נובל, השותפות ויתר השותפים בלווייתן והשותפים בתמר על הסכם שירותים (back-to-back) (להלן בסעיף זה: "**הסכם השירותים**") במסגרתו נקבע כי השותפים בלווייתן ובתמר יהיו זכאים להוליך גז (באמצעות נובל) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות נובל על-פי ההסכם ההולכה (back-to-back), כאילו השותפים בלווייתן והשותפים בתמר היו צד להסכם ההולכה במקום נובל, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין השותפים בלווייתן והשותפים בתמר כמפורט בסעיף 7.25.6(ג) להלן. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית שתישמר במערכת ההולכה לנובל תוקצה בין השותפים בלווייתן לבין השותפים בתמר לפי השיעורים המפורטים בפסקה 8 לעיל ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. על אף האמור, השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בדמי קיבולת (Capacity) ביחס קבוע של 69% (השותפים בלווייתן) ו-31% (השותפים בתמר), למעט במקרה בו צד (שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בחלקו הפנוי בקיבולת של הצד האחר.

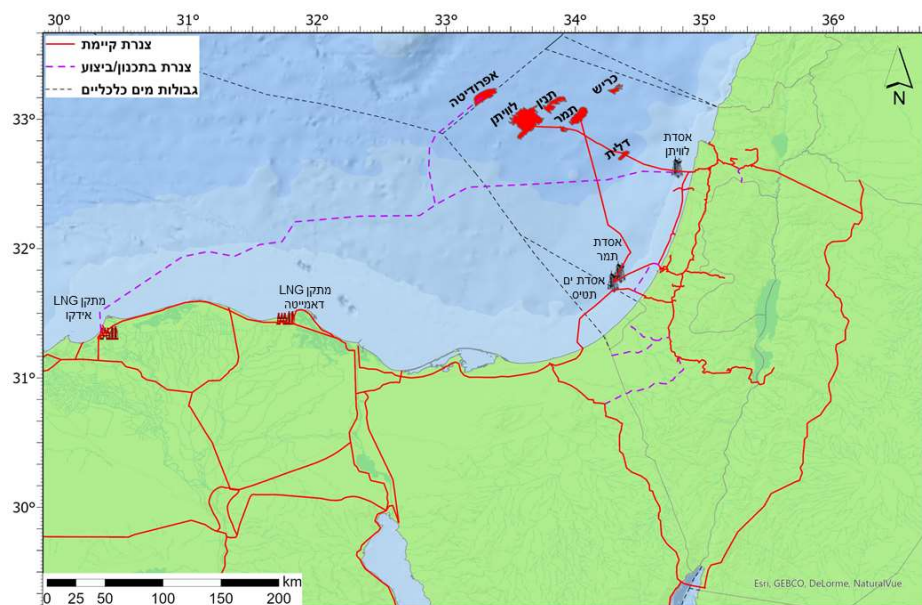
אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד:

ההערכות דלעיל ביחס לעלויות ההקמה של מקטע המשולב אשדוד-אשקלון, עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, עלויות הולכת הגז, מועד תחילת ההזרמה, הכמויות שניתן יהיה להזרים תחת הסכם ההולכה וההערכה בדבר האפשרות להארכת הסכם ההולכה מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עיכובים ותקלות בהקמת מקטעי מערכת

ההולכה, עלויות הקמה בפועל השונות מהעלויות המוערכות, אי קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים, שינויים בתעריפי ההולכה החלים בישראל וגורמים נוספים שאינם בשליטת השותפות.

הולכה באמצעות הקמת תשתיות חדשות

נכון למועד אישור הדוח, בוחנת השותפות ביחד עם נובל, אפשרויות נוספות להזרמת גז טבעי מישראל למצרים, ובכלל זאת האפשרות להזרמת הגז הטבעי מישראל דרך ירדן, וזאת באמצעות הצינור הצפוני והצינור הפאן ערבי (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.25.6(ה) להלן), ו/או אפשרות להקמת צינור ימי חדש למצרים ו/או בניית חיבור יבשתי חדש שיבוצע על-ידי נתג'יז בין מערכת ההולכה הישראלית למצרים (באזור ניצנה או כרם שלום).



אזהרות בגין מידע צופה פני עתיד

המידע המפורט לעיל בנוגע למשאבים ומתנים עם צדדים שלישיים ובדיקת אפשרויות שונות בנוגע להקמה ו/או שימוש בתשתיות כמפורט לעיל, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, וזאת עקב גורמים שונים אשר לשותפות אין עליהם שליטה.

בנוסף, התחזיות וההערכות לעניין השוק הירדני והמצרי הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך. מידע זה, מבוסס, בין היתר, על מידע שנתקבל מחברות ייעוץ בלתי תלויות והינו בגדר תחזיות והנחות יסוד משוערות אשר כפוף מטבעו לאי ודאות. תחזיות והערכות אלו עלולות שלא להתממש, כולן או חלקן, או עלולות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים אשר לשותפות אין עליהם שליטה, זאת לרבות שינויים בצד הביקוש לגז טבעי, שינויים בצד היצע הגז הטבעי – לרבות הפקה מקומית, גילוי מאגרים חדשים וכניסתם להפקה, שינויים בתמהיל האנרגיה – לרבות חדירה מואצת של מקורות אנרגיה נוספים ובהם אנרגיות מתחדשות, שינויים עקב השפעות מאקרו כלכליות המשליכות על הפעילות הכלכלית בשווקים אלה לרבות האצה או האטה בפעילות הכלכלית וכדומה.

ג. הרשות הפלסטינית – ישראל הינה המקור העיקרי המספק חשמל לשטחי הרשות הפלסטינית (איו"ש ורצועת עזה). בשנים האחרונות, החלה הרשות הפלסטינית בהליך ליצירת יכולת ייצור חשמל עצמאית, וזאת, בין היתר, באמצעות קידום הקמת תחנת כח חדשה לייצור חשמל בג'נין. נכון למועד אישור הדוח, מנהלת השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, משאים ומתנים בשלבים שונים עם גורמים שונים, בקשר, בין היתר, עם אפשרות לאספקת גז טבעי לתחנת כוח קיימת בעזה ו/או תחנה עתידית שתוקם באזור ג'נין ו/או באזורים נוספים בשליטת הרשות הפלסטינית. להערכת השותפות, הביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנות הכוח שעתידה לקום באזור ג'נין עתיד לעמוד על כ- 0.2 BCM בשנה. ואילו הביקוש לגז טבעי לטובת הפעלת תחנת הכוח הקיימת בעזה עתיד לעמוד על עד כ- 0.25 BCM בשנה.

ד. קפריסין – נכון למועד אישור הדוח, לקפריסין תלות כמעט מוחלטת בייבוא של מוצרי נפט למיניהם, לצורך ייצור החשמל בקפריסין אשר מבוסס בעיקרו (כ- 90%) על שימוש במוצרים 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 בקפריסין בשנת 2007 בנוגע למשק הגז הטבעי בקפריסין לחברת הגז האמורה קיימת בלעדיות על יבוא ושיווק של גז טבעי בקפריסין. נכון למועד אישור הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי כלל. לפרטים נוספים אודות השוק הקפריסאי, ראו סעיף 7.14.4(ב) להלן. השותפות ממשיכה ומקדמת, ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה, מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים בקשר עם ייצוא גז טבעי ממאגר אפרודיטה לשווקים אזוריים ובכללם השוק המצרי, לרבות משא ומתן לאספקת גז טבעי להזנת מתקן ההנזלה הקיים בעיר אידקו שבמצרים בהיקף של כ- 6 BCM בשנה לתקופה של כ- 10-15 שנה.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין ודאות 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 (LNG/ג'ט)

השותפות בוחנת אפשרות להנזלת הגז ושינועו במצב נוזלי (ג'ט) במכליות

ייעודיות למדינות שונות אשר בהן יש ביקוש לגז טבעי. בניית מתקן להנזלת גז טבעי הינו פרויקט מורכב ביותר, בין היתר, בשל היקף ההשקעה העצום של מתקני הנזלה שקיבולת ההנזלה שלהם היא מיליוני טונות גז טבעי בשנה, ובשל אתגרים טכנוניים, הנדסיים, סביבתיים ומסחריים הכרוכים בפרויקט מסוג זה.

במסגרת זו בוחנת השותפות הקמת מתקן הנזלה צף (FLNG) שימוקם בים על גבי אניה ייעודית. בשנים האחרונות החלו לפעול בעולם מספר מתקני FLNG, וישנם מתקני הנזלה צפים נוספים המצויים בשלבי תכנון והקמה, כאשר המגמה בשוק היא מעבר לסטנדרטיזציה של המתקנים, מה שיאפשר הוזלתם, קיצור לוחות הזמנים להפקה והפחתת סיכוני ההקמה. יצוין כי, למאגר לווייתן שהוא מאגר פועל, המספק גז, מטופל ונמצא באקלים נוח יחסית עם גישה למספר שווקי LNG עיקריים, ישנם יתרונות רבים אל מול מתקני FLNG מתחרים. ביום 29.7.2019 התקשרו שותפי לווייתן בשני הסכמי ביניים נפרדים עם ספקי טכנולוגיה ושירותי FLNG, כמפורט להלן:

1. הסכם עם Golar LNG Limited (להלן: "Golar") לצורך בחינת התאמת FEED (Front End Engineering and Design) גנרי המבוצע על-ידם למתקן FLNG עבור פרויקט לווייתן שימוקם במים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף 7.12.2(ג): "המתקן") ולצורך תכנון הנדסי של המתקן.

Golar הינה חברה ציבורית הנסחרת בנאסד"ק, המתמחה בכל שרשרת הערך של ה-LNG, לרבות, הנזלת הגז, שינועו וגיוזו. Golar הינה המפעילה והבעלים של מתקן FLNG פעיל בקמרון, כמו גם של צי ספינות לשינוע ה-LNG ולגיוזו.

2. הסכם עם Exmar NV (להלן: "Exmar") לצורך ביצוע FEED ייעודי עבור פרויקט לווייתן ותכנון הנדסי להקמת המתקן.

Exmar הינה חברה ציבורית הנסחרת ביורונקסט בבלגיה, המתמחה בכל שרשרת הערך של ה-LNG, לרבות, הנזלת הגז, שינועו וגיוזו וכן בתחום שינוע גז פחמימני מעובה (LPG). Exmar הינה המפעילה והבעלים של מתקן FLNG פעיל בארגנטינה, ומשמשת, בין היתר, כמפעילה של אוניית הגיוז מערבית לחופי חדרה.

במסגרת שני הסכמי הביניים האמורים, מנהלים שותפי לווייתן משאים ומתנים עם שני הספקים הנ"ל, בנוגע לתנאים המסחריים לצורך הקמת המתקן בהספק מוערך של בין 2.5 עד 5 מיליון טון LNG לשנה (כ-3.5-7 BCM) ותפעולו, לרבות לקידום קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים. ככל שיימצא שהקמת המתקן הינה החלופה המועדפת לקידום שלבי פיתוח עתידיים לפרויקט לווייתן, יתקשרו שותפי לווייתן עם אחד מהספקים בהסכם ארוך טווח לחכירת המתקן אשר יוקם, ימומן, יתופעל ויתוחזק על-ידו.

במהלך חודש אפריל 2020 התקבלו משני הספקים האמורים הצעות ראשוניות לאספקת שירותי FLNG. נכון למועד אישור הדוח, בוחנים שותפי לווייתן את ההצעות האמורות וכן מנהלים דיונים עם ספקים אלו לצורך קבלת הבהרות

להצעות וטיובן.

בהקשר זה יצוין כי, בחודש מרץ 2020 פורסמה על-ידי משרד האנרגיה בקשה לשיתוף הציבור בעניין החלופות המוצעות על-ידי משרד האנרגיה להקמת מתקן ימי לייצוא FLNG בשטח המים הכלכליים של ישראל¹³⁸. איגוד תעשיות חיפוש הגז והנפט, בו חברה השותפות, הגיש ביום 17.5.2020 את הערותיו למסמך האמור.

השלכות משבר הקורונה

כמפורט בסעיף 6.9 לעיל, עקב משבר הקורונה קיימת במועד אישור הדוח אי-ודאות גבוהה וחריגה בנוגע להשלכות האפשריות של המשבר בשנת 2021 ולאחריה על הכלכלה העולמית בכלל, ועל מחירי האנרגיה בפרט. לפיכך, ככל שיימשך או יחמיר משבר הקורונה, עשוי הדבר למנוע אפשרות לקבלת החלטות השקעה בכלל, ובפרויקטים חדשים בפרט.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע לאפשרות ולצפי לחתימת ההסכם כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין ודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של ההסכם.

(ד) גז טבעי דחוס (CNG)

השותפות בוחנת אפשרות לייצא גז למדינות באגן הים התיכון באמצעות דחיסת הגז הטבעי (CNG) ושינועו באוניות ייעודיות או שימוש במיכלים יעודיים ניידים. ייצוא גז טבעי באופן זה עשוי לאפשר גישה לשוקי ייצוא חדשים ונוספים, לרבות יוון, איי הים התיכון, איטליה ומדינות נוספות. השותפות קיימה דיונים ראשוניים עם לקוחות המעוניינים ברכישת גז טבעי ישראלי באופן זה. יצוין כי למיטב ידיעת השותפות, בעולם לא קיימים כיום פרויקטים לאספקת CNG באמצעות שינוע ימי בהיקפים גדולים.

7.13 צבר הזמנות

7.13.1 להלן נתונים בדבר צבר ההזמנות של השותפות אשר חושבו בהתבסס על כמויות הגז המינימאליות (לפי כמות ה-Take or Pay (TOP)) שנקבעו בהסכמים מחייבים (הסכמים על בסיס מחייב (Firm) בהם התקיימו כל התנאים המתלים) לאספקת גז טבעי וקונדנסט מפרויקטי תמר ולוויתן, אותן התחייבו הלקוחות לצרוך או לשלם, בכפוף להנחות העיקריות הבאות: (1) כל האופציות שניתנו ללקוחות שותפי תמר ולוויתן להקטנת הכמות החוזית, כמפורט בסעיף 7.11.4(א)3 לעיל תמומשה; (2) בשנים 2021-2022 צריכת חברת החשמל תחת הסכם תמר תהא נמוכה מה-TOP בשל מימוש carry forward. במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021 הופחתו מהכנסות השותפות מחברת החשמל הכנסות בהתאם להוראות הסכמי הפשרה בתמר ולוויתן המתוארים לעיל; (3) צריכת חברת החשמל לשנת 2021 מעבר לכמות השנתית המינימאלית תחת הסכם תמר תיעשה בהתאם להוראות הסכמי הפשרה בתמר ולוויתן המתוארים לעיל; (4) תחזיות

¹³⁸ לפרטים נוספים ראה הודעת משרד האנרגיה בכתובת: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/flng_public

המחירים מבוססות על ההנחות שנלקחו ביחס לחישוב התזרימים המהווים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.3.11(א)3, וביחס לפרויקט לויתן כמפורט בדוח מיידי של השותפות מיום 10.3.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-030942), הנכלל בדוח זה על דרך ההפניה; (5) לא יחול שינוי בכמויות השנתיות המינימליות בהסכמי היצוא למצרים, כמפורט בסעיפים 7.12.5(א)2 ו- 7.12.5(ב)2 לעיל; (6) ההכנסות מפרויקט תמר חושבו על-פי החזקות השותפות הישירות בפרויקט תמר (22%):

שנה		סך הכנסות (במיליוני דולר) נכון ליום 31.12.2020
פרויקט לויתן	פרויקט תמר	
*2021 1Q	כ- 178	כ- 54
*2021 2Q	כ- 180	כ- 52
*2021 3Q	כ- 158	כ- 82
*2021 4Q	כ- 157	כ- 82
2022	כ- 530	כ- 222
2023	כ- 603	כ- 247
2024	כ- 629	כ- 241
2025	כ- 653	כ- 245
2026	כ- 657	כ- 250
2027	כ- 661	כ- 255
2028	כ- 685	כ- 185
2029	כ- 697	כ- 123
2030	כ- 702	כ- 118

* החלוקה בין הרבעונים נעשתה באופן לינארי ובהתאם לתנאי הסכמי מכירת הגז (ככל שנקבעו) ביחס לכמויות הגז שתסופקנה ולהנחות השותפות.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, המבוססות על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים המחייבים לאספקת גז טבעי מפרויקט ים תטיס, תמר ולויתן ועל ההנחות המפורטות בסעיף זה, ואין כל ודאות 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 31.12.2019 בגין שנת 2020 היה בהיקף כספי של כ- 790 מיליוני דולר. בפועל הכנסות השותפות מצבר ההזמנות הנ"ל הסתכמו בשנת 2020 לסך של כ- 935 מיליוני דולר. הפער בין היקף ההכנסה הצפוי בצבר ההזמנות לבין ההכנסות בפועל בשנת 2020 נובע מכך שבמרבית ההסכמים היקף המכירות בפועל היה גבוה יותר מכמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים לאספקת גז טבעי מהפרויקטים האמורים. לצורך תחזית צבר ההזמנות נלקחו בחשבון הסכמים על בסיס מחייב (Firm) בלבד, ואילו הסכמים על בסיס מזדמן (Interruptible) חושבו על בסיס צריכה בפועל בחודשים ינואר-פברואר 2021 בלבד.

7.14 תחרות

7.14.1

תגליות גז טבעי בישראל

אספקת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות מתבצעת כיום באמצעות צנרת ומיועדת בעיקרה לשוק המקומי וכן לשווקים במדינות סמוכות. עיקר התחרות של השותפות הוא עם בעלי נכסי נפט וגז טבעי הפועלים בישראל ובמדינות שכנות, וכן עם יבואני גז. יצוין כי, ככל שיוקמו מתקני גז או תורחב הגישה לאלו הקיימים, וככל שיורחבו אפשרויות הייצוא בצנרת, כך שיתרחב פוטנציאל שווקי היעד, תגבר המוטיבציה לפעילות חיפוש, פיתוח והפקה בזירה.

עם תחילת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן בחודש דצמבר 2019, רובו המכריע של הגז הטבעי שמסופק כיום למשק הישראלי מקורו במאגרי לויתן ותמר, שהם המאגרים היחידים המפיקים, נכון למועד דוח זה, בשטח מדינת ישראל. בנוסף, מסופקות לחברת החשמל כמויות קטנות של גז טבעי נוזלי (LNG) באמצעות אוניית הגיז דרך המצוף הימי שהוקם על ידי נתנ"ז (להלן: "**המצוף הימי לייבוא LNG**"). לפרטים נוספים ראו סעיף 7.14.2 להלן.

לשם קיום הוראות מתווה הגז אשר נועד להגביר את התחרות בין בעלי הזכויות במאגרי הגז הטבעי שהתגלו בישראל, כמפורט בסעיף 7.23.1 להלן, (א) השותפות ונובל מכרו את מלוא זכויותיהן במאגרי כריש ותנין לאנרג'יאן ישראל; (ב) השותפות מכרה 9.25% מזכויותיה בחזקות תמר ודלית לחברת תמר פטרוליום, כמפורט בסעיף 1.7.6 לעיל; ו- (ג) נובל מכרה 3.5% מזכויותיה בחזקות תמר ודלית לאוורסט ו- 7.5% מזכויותיה לתמר פטרוליום. כמו כן, בהתאם להוראות מתווה הגז, נדרשת השותפות להעביר עד ליום 17.12.2021 את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית, ובמקרה כזה יהפוך מאגר תמר למתחרה של השותפות. לפרטים אודות החלופות אשר השותפות בוחנת בעניין זה ראו סעיף 7.27.2 להלן.

ביום 23.2.2021 חתמו שותפי תמר על הסכם איזון בנוגע לשיווק נפרד של הגז הטבעי, הכפוף להתקיימותם של תנאים מסוימים, אשר יישומו על ידי שותפי תמר עשוי להגביר את התחרות. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.4(א)6 לעיל.

בחודש אוגוסט 2020 הגישה אנרג'יאן למשרד האנרגיה תכנית פיתוח למאגר כריש צפון כנספח לתכנית הפיתוח של מאגרי כריש ותנין. על פי הוראות מתווה הגז, מאגרי כריש ותנין מיועדים לאספקת גז לשוק המקומי בלבד. לאחר השלמת הפיתוח של מאגרי כריש, כריש צפון ותנין, צפויים מאגרים אלו להיות ספק משמעותי נוסף של גז טבעי לשוק המקומי לצד מאגרי לויתן ותמר. כאמור בסעיף 7.8.2 לעיל, לפי מיטב ידיעת השותפות ובהתבסס על דיווחי אנרג'יאן, מאגר כריש צפוי להתחיל בהפקה ברבעון הראשון לשנת 2022.

ביום 15.11.2016 הכריז שר האנרגיה על פתיחת שטחי המים הכלכליים של ישראל לחיפוש נפט וגז טבעי, בהליך תחרותי (להלן: "**ההליך התחרותי**"), לאור ממצאי מחקר בלתי תלוי, אשר נערך עבור משרד האנרגיה, ובו נקבע כי במים הכלכליים של ישראל קיים פוטנציאל לאיתור תגליות חדשות בהיקף כולל של כ- 6.6 מיליארד חביות נפט וכ- 2,137 BCM גז טבעי. 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 למעלה מ- 25% מהזכויות (באופן ישיר או עקיף), בחזקה ימית שבה למעלה מ- 200 BCM בקטגוריית 2C (משאבים מותנים), במועד פרסום המכרז (ובכלל זה השותפות), היה מנוע מהגשת הצעה במכרז.

במסגרת ההליך התחרותי, העניק משרד האנרגיה ביום 15.1.2018 חמישה רישיונות חיפוש במים הכלכליים של ישראל לחברת אנרגיאן היוונית, וביום 9.4.2018 העניק רישיון חיפוש נפט בבלוק אחד לקונסורציום של חברות הודיות. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, הקונסורציום של החברות ההודיות ויתר על זכויות להמשך חיפוש בשטח הרישיון. כמו כן, ביום 10.11.2020 הודיעה אנרגיאן על ויתור על זכויות להמשך חיפוש בשטח הרישיון "בלוק 22", ולפיכך נותרו בידיה ארבעה רישיונות חיפוש אשר הוענקו לה במסגרת ההליך התחרותי.

ביום 4.11.2018 הודיע שר האנרגיה על הליך תחרותי שני לחיפוש גז טבעי ונפט במים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף זה: "**ההליך התחרותי השני**"), במסגרתו הוצעו 19 רישיונות חיפוש (בלוקים) בחמישה מקבצים בגודל של כ-1,600 קמ"ר כל אחד. משרד האנרגיה הגביל את מספר הרישיונות שיוענקו לכל גורם והעמידו על 8 רישיונות בלבד. כמו כן נקבע כי גורם המחזיק מעל 25% בזכות נפט בה קיימות עתודות מעל 200 BCM בקטגוריות 2P+2C (ובכלל זה השותפות), לא יוכל להשתתף בהליך התחרותי השני וכי תינתן עדיפות לקבוצה אשר אינה מכילה גורם המצוי בחזקות קיימות. במסגרת ההליך התחרותי השני, ביום 28.10.2019 העניק שר האנרגיה לקונסורציום הכולל שתי חברות בריטיות, Cairn Energy Plc, Pharos Energy Plc (המפעילה) ורציו שמונה רישיונות הנפט בשני מקבצים ולחברת אנרגיאן (המפעילה) והזדמנות ישראלית ארבעה רישיונות נפט במקבץ אחד¹³⁹.

ביום 23.6.2020 הודיע שר האנרגיה על יציאתו לדרך של הליך תחרותי שלישי לחיפוש גז טבעי ונפט במים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף זה: "**ההליך התחרותי השלישי**"), במסגרתו הוצע רישיון יחיד הנקרא "בלוק 72" המשתרע על חלקים נרחבים מרישיון אלון D, אשר לגביו הגישה השותפות, יחד עם נובל כמפעילה, הצעה לקבלת הרישיון בבלוק 72. יצוין כי ביום 21.10.2020 קיבלה השותפות דרישה מרשות התחרות להמצאת מידע ומסמכים בקשר עם בלוק 72 (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.9.3 לעיל). נכון למועד דוח זה, לא נתקבלה תשובה ממשרד האנרגיה בקשר עם זכיה בהליך התחרותי השלישי. יצוין כי, בלוק 72 גובל בגבול הימי, הבלתי מוסדר, בין ישראל ולבנון. למיטב ידיעת השותפות, התקיימו בשנה האחרונה שיחות בין המדינות, בתיווך ארצות הברית, בקשר עם הסדרת הגבול כאמור, אך מבלי שהגיעו להסכמות סופיות בעניין.

ביום 7.1.2021, הודיע שר האנרגיה על יציאתו לדרך של הליך תחרותי רביעי לחיפוש גז טבעי ונפט במים הכלכליים של ישראל (להלן בסעיף זה: "**ההליך התחרותי הרביעי**"), במסגרתו מוצעים כ- 25 רישיונות חיפוש (בלוקים) אשר מאוגדים לשישה מקבצים בגודל

למיקום של הרישיונות (בלוקים) ראו פרסום מאתר משרד האנרגיה: <http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Offshore%20Bid%20Rounds/2nd-Bid-Round.aspx>

מקסימלי של עד 1,600 קמ"ר כל אחד.

ככל שקידוחים שיבוצעו בשטחי רישיונות קיימים ו/או חדשים כאמור לעיל, יובילו לתגליות של גז טבעי בהיקפים משמעותיים וככל שתגליות אלה (ככל שתהיינה) תפותחנה, הרי שגם מאגרים אלה יהוו תחרות בתחום הפעילות של השותפות.

עוד יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, קבוצת British Gas (כיום בבעלות Shell) גילתה לפני למעלה מ-15 שנים מול חופי עזה מאגר גז טבעי המכונה Gaza Marine, שהיקף המשאבים שבו מוערך בכ-1 TCF, ויתכן כי בעתיד מאגר זה יפותח וישווק גז טבעי למשק המקומי ולרשות הפלסטינית.

7.14.2 יבוא גז"ן (LNG)

בחודש ינואר 2013 החל יבוא של גז"ן (LNG) למשק המקומי באמצעות המצוף הימי ואוניית הגיזוז לייבוא LNG מול חופי חדרה. המצוף הימי לייבוא LNG מיועד לקלוט מכלית גז"ן ההופכת גז"ן לגז באמצעות אוניית הגיזוז, בהיקף של עד כ-0.5 BCF ליום. במהלך שנת 2020, בעקבות ירידת מחירי ה-LNG, רכשה חברת החשמל מספר מטעני LNG על חשבון רכישת גז טבעי מהמאגרים לווייתן ותמר. לעמדת שותפי לווייתן, רכישת מטעני גז"ן על ידי חברת החשמל בוצעה בניגוד לתנאי הסכם חח"י-לווייתן. במסגרת הסכם הפשרה בלווייתן יושבה המחלוקת בין הצדדים בעניין זה.

בהקשר זה יצוין כי, ביום 29.12.2020 פרסם משרד האנרגיה הודעה לפיה אוניית הגיזוז, אשר פועלת מאז 2013 ושימשה לאורך השנים כגיבוי למשק האנרגיה בישראל למקרה של מחסור בגז טבעי בשעות השיא או תקלה, תסיים את פעילותה בעוד כשנתיים.¹⁴⁰ כאמור, ההחלטה תיושם בשנת 2022, כאשר שלושת מאגרי הגז הטבעי, לווייתן, כריש ותמר יהיו מחוברים לחוף ויפעלו בצורה סדירה. כמו כן, התשתית הקיימת לאוניית הגיזוז תישאר מוכנה לפעילות, ותשמש את המשק במקרה הצורך.

7.14.3 פחם ומוצרי אנרגיה חלופיים אחרים

פחם ומוצרי אנרגיה חלופיים אחרים מהווים אף הם תחרות לספקי הגז הטבעי. בכל הקשור לצריכת גז טבעי על-ידי חברת החשמל, נמצאים ספקי הגז הטבעי בתחרות אל מול השימוש בפחם לשם ייצור חשמל, ועל כן רמת הצריכה ומחיר הגז הטבעי עשויים להיות מושפעים ממחיר הפחם בעולם וממדיניות המיסוי עליו בישראל. לפרטים בדבר החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם, ראו סעיף 7.23.5 (ד) להלן.

בנוסף, הגז הטבעי המסופק על ידי השותפות ללקוחות תעשייתיים, מחליף שימוש בדלקים נוזליים, כגון סולר ומזוט. מחיר הדלקים הנוזליים הינו בדרך כלל 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. עם זאת יצוין, כי המשרד להגנת הסביבה נוקט בצעדי מדיניות שנועדו לוודא כי מפעלים עם תשתית חיבור המאפשרת שימוש בגז טבעי ימנעו משימוש בדלקים נוזליים מזהמים. בנוסף לכך, הרצון להגברת ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות ונקיות, כגון אנרגית רוח או אנרגית שמש, עשוי גם כן להוביל לתחרות בגז הטבעי.

¹⁴⁰ מידע נוסף זמין באתר משרד האנרגיה, בכתובת: https://www.gov.il/he/departments/news/press_291220

לפרטים נוספים אודות תחליפים לגז הטבעי, ראו סעיף 7.1.8 לעיל.

7.14.4

מקורות אנרגיה מתחדשת

על רקע הדיון הציבורי המתקיים בנוגע לשינויי האקלים והשפעת האדם עליו, ניתנים כיום תמריצים משמעותיים לפיתוח מקורות של אנרגיה מתחדשת, כדוגמת שמש ורוח, המהווים תחרות בגז הטבעי שמוכרת השותפות לצורך ייצור חשמל.

ייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת היווה בשנת 2020 כ- 6% מסך כל ייצור החשמל במדינת ישראל, ועל-פי יעדי הממשלה, כמפורט בסעיף 7.23.57.23.5 (ו) להלן, צפוי להגיע שיעור ייצור החשמל מאנרגיה מתחדשת לכ- 30% מסך ייצור החשמל בשנת 2030, וזאת, בין היתר, באמצעות תמיכה רגולטורית ותמריצי מס למתקני ייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת. יצוין כי, לייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת ישנם יתרונות רבים בעיקר בהיבט הסביבתי, אך יחד עם זאת בישראל, ייצור חשמל מאנרגיה מתחדשת מתייחס בעיקר לאנרגיה סולארית שהינה טכנולוגיה שהינה עדיין יקרה באופן יחסי וצורכת שטחים נרחבים. עם התפתחות הטכנולוגיה כאמור, במקביל להתפתחות טכנולוגיה לאגירת חשמל אשר תאפשר ייצור זול ויציב של חשמל מאנרגיה סולארית, חלקה של האנרגיה המתחדשת בתמהיל ייצור החשמל בישראל צפוי לגדול.

תגליות גז טבעי במדינות שכנות

מצרים (א)

למיטב ידיעת השותפות, היקף העתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי שנתגלה במצרים מוערך בכ- 50.6 TCF, מזה כ- 30.1 TCF מוגדרים כעתודות והיתר כמשאבים מותנים. בנוסף, קיים פוטנציאל לתגליות משמעותיות נוספות בעקבות פעילות החיפושים הימית והיבשתית הרבה המתקיימת במצרים. בשנת 2015 התגלה במצרים מאגר הגז הטבעי 'Zohr', שהיקף המשאבים בו נכון למועד אישור הדוח, בהתבסס על פרסומים שונים מוערך בכ- 19 TCF (2P). הפקת הגז ממאגר Zohr החלה בחודש דצמבר 2017 ומיועדת, למיטב ידיעת השותפות, לאספקה בעיקר לשוק המקומי המצרי. למיטב ידיעת השותפות, ההפקה ממאגר Zohr מהווה כיום כ- 40% מסך ההפקת הגז המקומית במצרים, ושיעור זה צפוי לגדול לכדי 80% בשנת 2030 וזאת ככל שלא יתגלו מאגרים גדולים נוספים ו/או יכנסו להפעלה שדות מפיקים נוספים. לאחרונה, אישרה מצרים לשותפים במאגר Zohr לייצא כמויות מסוימות של גז טבעי מהמאגר כ- LNG, בשווקים בינלאומיים, וזאת לאחר שיונזל במתקן SEGAS. אישור הייצוא ניתן כחלק מהסכם נפרד בין בעלי המתקן, אשר כלל מכירת החזקות Naturgy Energy Group S.A. במתקן וארגון מחדש של הבעלות והסכמי ההפעלה של המתקן. יצוין כי, בשנים האחרונות קיימת פעילות רבה של חיפושים והפקה בשטחים היבשתיים והימיים של מצרים, בין היתר, עם כניסת והרחבת הנוכחות של שחקנים משמעותיים (דוגמת Chevron, Shell, Exxon Mobil ו-Eni). בשנת 2020 נקדחו מספר קידוחים יבשים או לא כלכליים במים הכלכליים של מצרים. כמו כן, במהלך המחצית השנייה של 2020 Eni דיווחה על שתי תגליות במים רדודים בדלתא של הנילוס אשר מסתכמות יחדיו, על פי דיווחים בלתי רשמיים,

לכ- TCF 1. לפרטים אודות היקף הביקוש המקומי של השוק המצרי בשנים 2019 ו- 2020 ותחזיות הביקוש המקומי במצרים לשנים 2020 ו- 2021 ראו סעיף 7.12.2(ב)3. לעיל. לפרטים נוספים אודות שוקי היעד המרכזיים האפשריים לייצוא גז טבעי על-ידי השותפות, ראו סעיף 7.12.2(ב)3 לעיל. במהלך שנת 2020, העניק המצרים 8 רישיונות חיפוש בתחומי המים הכלכליים שלה בים התיכון. בחודש פברואר 2021 הכריזה מצרים על פתיחת מכרז נוסף הכולל, בין היתר, 9 רישיונות חיפוש בתחומי המים הכלכליים שלה בים התיכון.

(ב) קפריסין

לפרטים נוספים אודות השוק הקפריסאי, ראו סעיף 7.12.2(ב)3. לעיל. יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, אין בקפריסין צריכה של גז טבעי, וזאת למרות שנתגלו תגליות גז משמעותיות במימיה הכלכליים. הגורמים העיקריים לכך הם היקף ההשקעה הדרוש לפיתוח התגליות מחד גיסא, והיקפו המוגבל של השוק הפוטנציאלי המקומי בקפריסין מאידך גיסא. עם זאת, נראה כי ממשלת קפריסין פועלת לייבוא גז טבעי לקפריסין באמצעים אחרים, לרבות באמצעות הקמת מתקן גיזוז צף ורכישת LNG, כמפורט להלן.

נכון למועד אישור 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 שתפתח, בכל הנוגע לשוק המקומי ולגישה לתשתיות הייצוא.

למיטב ידיעת השותפות, ממשלת קפריסין וחברת החשמל הקפריסאית פועלות לקידום החלפת השימוש במוצרים מבוססי נפט לייצור חשמל בשימוש בגז טבעי. בחודש אוקטובר 2018 פרסמה ממשלת קפריסין מכרז להקמת מתקן גיזוז של LNG מיובא לצרכי המשק המקומי הקפריסאי כאשר בחודש דצמבר 2019 פרסמה כי הזוכה במכרז הוא קונסורציום בהובלת חברת China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. בד בבד עם הפרסום כאמור, ציינה ממשלת קפריסין כי פרויקט הקמת המתקן עתיד להסתיים במהלך הרבעון הראשון לשנת 2022. בהתאם, בחודש יוני 2019 פרסמה ממשלת קפריסין מכרז לייבוא LNG. בחודש דצמבר 2020 עדכנה ממשלת קפריסין כי במסגרת המכרז התקבלו 25 הצעות שונות וכי במהלך שנת 2021 בכוונתה לחתום מול החברות השונות על הסכמים לייבוא עתידי של LNG.

בחודש פברואר 2018 פורסם כי קונסורציום של החברות Total ו-Eni גילה תגלית גז טבעי חדשה בבלוק 6 במים הכלכליים של קפריסין, הנקראת 'קאליפסו' (Calypso). טרם פורסמו אומדני המשאבים בתגלית הנ"ל אך ההערכות הן של כ- 6.4 TCF, במאגר שמאפייניו דומים לאלו של מאגר Zohr. יצוין כי, תוכנן להתבצע קידוח אימות במהלך שנת 2020, אשר נדחה לשנת 2021 עקב משבר הקורונה. לקאליפסו עשויה להיות 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 בכדי למוכרו בשווקים

הבינלאומיים. יצוין כי, הנזלת גז זה תאכלס חלק מיכולת ההנזלה במתקני ההנזלה המצרים.

בחודש ספטמבר 2018 פורסם כי קונסורציום בהובלת ExxonMobil החל בביצוע שני קידוחי ניסיון בבלוק 10 במים הכלכליים של קפריסין¹⁴¹. בחודש פברואר 2019 פרסם הקונסורציום בתקשורת כי גילה תגלית גז טבעי חדשה, הנקראת 'גלאוקוס' (Glaucus), באומדנים ראשוניים של כ- 5-8 TCF gas in place וכי בכוונת הקונסורציום להמשיך בעבודות הפיענוח וביצוע קידוחי הערכה על מנת לאמוד טוב יותר את היקף המשאבים. יצוין כי, תוכנן להתבצע קידוח אימות במהלך שנת 2020, אשר נדחה לשנת 2021 עקב משבר הקורונה. לתגלית כאמור עשויה להיות השפעה על פעילות השותפות בקפריסין ו/או במצרים.

בחודש ספטמבר 2019 פורסם כי ממשלת קפריסין העניקה רישיון חיפוש בבלוק 7 לחברות Total ו- Eni במסגרת הליך מכרזי שהוצע לחברות בעלות רישיונות הצמודים לבלוק 7 בלבד. בנוסף, פרסמה ממשלת קפריסין על כניסתה של Total לבלוקים 2,3,8,9 אשר בבעלות Eni (ביחד עם שותפים נוספים).

בנוסף, למיטב ידיעת השותפות, צפויים להתבצע בשנים הקרובות קידוחי ניסיון נוספים במים הכלכליים של קפריסין, על-ידי קונסורציום בראשות Eni בבלוקים 3 ו-1428. קידוחי אימות והערכה מתוכננים השנה בגלאוקוס (בלוק 10) וקאליפסו (בלוק 6). יצוין כי, על-פי פרסומים בתקשורת, המתיחות הקיימת בין קפריסין לבין טורקיה, עשויה להשפיע על לוחות הזמנים של פעילות חיפושים במים הכלכליים של קפריסין. בין היתר, פורסם בתקשורת כי אסדות קידוח של חברת הנפט הלאומית הטורקית ניסו לקיים פעילות חיפושים, ובכלל זה קידוחים במים הכלכליים של קפריסין. למיטב ידיעת השותפות, לא התקיימה פעילות של אסדות קידוח השייכות לטורקיה בבלוק 12 (בו מצוי מאגר אפרודיטה), מכיוון שאינו מצוי בתחום המים הכלכליים, אשר טורקיה, בשם הרפובליקה הטורקית בצפון קפריסין, טוענת לזכותה.

(ג) לבנון

בסוף חודש פברואר 2020 הודיעה חברת Total, העומדת בראש קונסורציום בבלוק 4 במים הכלכליים של לבנון, על הגעת אונית הקידוח ה- Tungsten Explorer לשטח הרישיון ועל צפי לתחילת קידוח חיפוש, ככל הנראה למטרה בשכבות המיוקן. ביום 26.4.2020 הקידוח הסתיים, על-פי דיווחי Total, ללא ממצא משמעותי. למיטב ידיעת השותפות, לקונסורציום זה קיימות תכניות לקידוח בבלוק 9, אשר חופף בחלקו לאזור המחלוקת הימית שבין לבנון וישראל. יצוין כי, מאז חודש ספטמבר 2020, מתקיימים דיונים בלתי ישירים בין המדינות, בתיווך ארצות הברית, על מנת להסדיר את זכויות המים הכלכליים באזור זה. כמו כן, יצוין כי בלוק 9 גובל בבלוק 72 המוצע במכרז לחיפושי גז ונפט במים הכלכליים של ישראל, וכן בגבולותיו של הרישיון אלון D.

¹⁴¹ בהתבסס על פרסומים פומביים של ExxonMobil.
¹⁴² בהתבסס על פרסומים פומביים של Eni.

7.15 עונתיות

7.15.1 בישראל ובירדן, צריכת הגז הטבעי לייצור חשמל, מושפעת, בין היתר, משינויים עונתיים בביקושי החשמל ומתכניות התחזוקה של יצרני החשמל. בדרך כלל, ברבעון הראשון והשלישי של השנה (חודשי החורף והקיץ) צריכת החשמל היא הגבוהה ביותר. במצרים, צריכת הגז מושפעת מהותית מהביקושים לחשמל ולאנרגיה לשם קירור ולפיקח חודשי הקיץ מהווים את חודשי השיא בביקוש לגז טבעי.

7.15.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (במונחי 100% מהפרויקטים תמר ולוויתן) בשנתיים האחרונות¹⁴³:

תקופה	רבעון ראשון (ב-BCM)	רבעון שני (ב-BCM)	רבעון שלישי (ב-BCM)	רבעון רביעי (ב-BCM)
2020	3.6	2.9	4.6	4.4
2019	2.7	2.4	2.8	2.6

7.16 מתקנים וכושר ייצור**7.16.1 פרויקט לווייתן****שלב 1א' לתכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן (א)**

מערכת ההפקה של שלב 1א' מורכבת מחמישה מקטעים עיקריים, כדלקמן:

1. **בארות הפקה**: ארבע בארות הפקה תת-ימיות בעלות כושר הפקה של עד כ- 400 MMCF ליום, כל אחת. מבארות ההפקה מוזרם גז טבעי ממאגר לווייתן, המצוי בעומק של כ- 3 ק"מ מתחת לקרקעית הים, אל מערך ההפקה התת ימית.

2. **מערך הפקה תת-ימי**: מערך ההפקה התת-ימי מקשר בין בארות ההפקה לבין פלטפורמת ההפקה ומצוי על קרקעית הים. המערך התת-ימי מורכב מצינורות 14 אינטש שדרכם מוזרמים הגז הטבעי והקונדנסט מהבארות אל המסעפת התת-ימית (manifold); מהמסעפת יוצאים שני צינורות בקוטר 18 אינטש ובאורך של כ-120 ק"מ, שמוליכים גז וקונדנסט אל פלטפורמת ההפקה. בנוסף, כולל המערך התת-ימי שני צינורות בקוטר 6 אינטש ובאורך של כ-120 ק"מ להולכת MEG מפלטפורמת ההפקה אל הבארות; כבל בקרה ושליטה טבורי (umbilical) באורך של כ-120 ק"מ, המחבר את פלטפורמת ההפקה לבארות ומאפשר את השליטה, הפיקוד והבקרה על הפקת הגז הטבעי מהבארות.

3. **פלטפורמת טיפול והפקה**: פלטפורמת לווייתן ממוקמת כ-10 ק"מ מהחוף. הפלטפורמה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ-86 מטר באמצעות מגדל (jacket). על חלקו העליון של המגדל, הבולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים (topsides) של הפלטפורמה, שנחלקים בשלב זה לשתי יחידות (modules) עיקריות: (1) יחידת האספקה המקומית (domestic supply)

¹⁴³ הנתונים מתייחסים לכלל מכירת גז טבעי של כל שותפי לווייתן 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.

(module) המכילה, בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול בגז הטבעי ובקונדנסט, ובהם מתקני הפרדת נוזלים מגז, מתקני הטיפול ב-MEG, מתקן להפחתת פליטות (FGRU), גנרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה, מתקני ייבוש הגז ומתקני עזר ושירותים וכיו"ב; (2) יחידת אספקת הנוזלים (liquids supply module), בה מאוחסנים קונדנסט ו-MEG. הפלטפורמה מתוכננת לטפל בכ- 1,200 MMCF גז ליום וכ- 5,400 חביות קונדנסט ליום. יצוין כי, בתנאי תפעול מסוימים, בין היתר, באמצעות ה-Turbo Expanders, צפוי כי יכולת ההפקה בפלטפורמה תגדל אף מעבר לכמות זו. בשונה מפרויקט תמר, בו הטיפול הסופי בגז ובקונדנסט מבוצע במתקן הקבלה היבשתי, הרי שבפרויקט לווייתן כל הטיפול מתבצע בים, על גבי הפלטפורמה.

4. מערך הולכה אל החוף: הצנרת היוצאת מפלטפורמת לווייתן אל החוף מורכבת מצינור 32 אינטש להובלת גז טבעי¹⁴⁴ וצינור 6 אינטש להובלת קונדנסט. צינורות אלו עוברים מתחת לקו החוף, דרך צינור 52 אינטש ייעודי המשמש כשרוול, ומגיעים אל תחנת המגופים החופית (Coastal Valve Station), ומשם אל תחנת המגופים של דור (Dor Valve Station), הממוקמת בסמוך לתחנת מגופים של חברת נת"ז, אליה מועבר הגז הטבעי. צינור הקונדנסט מתחבר לקו הנפט היבשתי הטמון של קצא"א בתחנת המגופים נחשולים (Nachsulim Valve Station).

5. אתר חגית: אתר חגית כולל מיכל לאחסון קונדנסט, וכן הצנרת, האביזרים, הציוד, המשאבות, מערכות הפיקוד, הבקרה והתפעול, מתקן למילוי מיכליות, מתקני עזר ושירותים ככל שנדרש לתפעול בטוח וללא פגיעה בסביבה. הקונדנסט מגיע לאתר חגית באמצעות צינור 6 אינטש טמון. בהיעדר יכולת הזרמה לבז"ן, יוזרם ויאוחסן הקונדנסט באתר חגית וכאשר יתאפשר, יוזרם לבז"ן, או במידת הצורך יפונה משם באמצעות מיכליות ללקוחות. יצוין כי, העבודה להקמת מערך אחסון הקונדנסט באתר חגית הסתיימה במהלך שנת 2020 ובחודש פברואר 2021 התקבלו מלוא ההיתרים הדרושים להפעלתו.

נכון למועד דוח זה, ובהתאם לתוכנית הפיתוח, עומד כושר ההפקה היומי המקסימלי מפרויקט לווייתן על כ- 1,200 MMCF ליום. נכון למועד אישור הדוח, התקבל אישור משרד האנרגיה להתחיל בהפעלת מערכת ה-Turbo Expanders. הפעלת המערכת עשויה להעלות את כושר ההפקה מעל ל- 1,200 MMCF.

עוד יצוין כי, במהלך שלבי הפעילות הראשוניים של פרויקט לווייתן נרשמו אירועים תפעוליים באסדת לווייתן אותם בוחנת המפעילה במטרה לשפר את סדירות ורציפות ההפקה. כפי שנמסר על-ידי המפעילה, לאירועים התפעוליים

¹⁴⁴ לפרטים אודות רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה ראו סעיף 7.23.5 (יב) להלן.

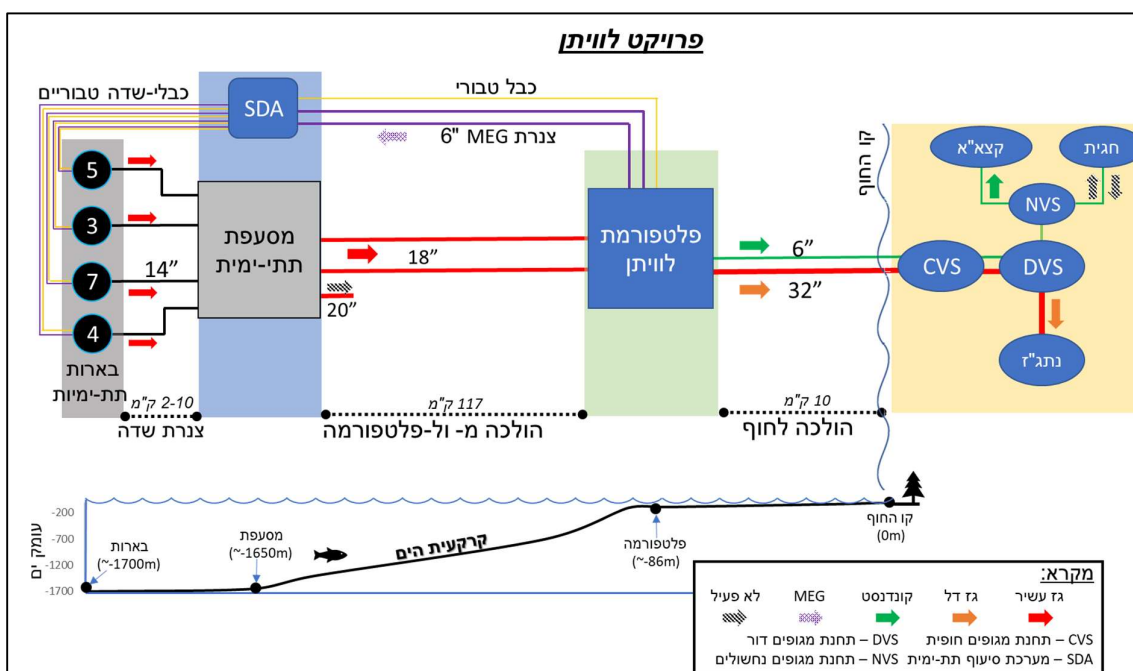
האמורים היתה השפעה זניחה על היכולת להיענות לביקושים וכי הנתונים הסביבתיים, בין היתר, ממערכות הניטור על החוף, הצביעו על כך שלא היתה פגיעה בסביבה. בהתאם לעדכון המפעילה, בשנת 2020 היה ה- Up-time של פרויקט לווייתן כ- 98.5% ומשתווה או עולה על ביצועים של מתקנים דומים בעולם המצויים בשלב דומה לזה של פרויקט לווייתן.

(ב) שלב ב' לתכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן

המתקנים המתוכננים בפרויקט לווייתן בהתאם לשלב ב' לתכנית הפיתוח, אם וכאשר תתקבל החלטה לאשרו, עשויים לכלול, בין היתר: ארבע בארות הפקה נוספות בעלות כושר הפקה של כ- 400 MMCF ליום כל אחת שיחוברו באמצעות צנרת תת-ימית למערך ההפקה הקיים; צינור תת ימי נוסף, בקוטר 20 אינטש ובאורך של כ- 120 ק"מ, להולכת גז מהמסעפת אל הפלטפורמה; לפלטפורמה יתווסף מודול (Regional Export Module) עם מתקני טיפול דומים לקיימים בשלב 1א' בתוספת מדחסים, ובעל כושר טיפול של כ- 900 MMCF ליום, המיועדים בעיקר לייצוא האזורי, כך שביחד עם מתקני הטיפול של שלב 1א', יכולת ההפקה היומית הכוללת של הפלטפורמה תעמוד על כ- 2,100 MMCF. הולכת הגז מהפלטפורמה אל שווקי הייצוא תעשה, בין היתר, באמצעות צנרת ייעודית, כמפורט בסעיף 7.12.2 (ב) לעיל.

לעניין חלופות שונות לשלבים הנוספים בתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.2.5 (ב) לעיל.

(ג) להלן תרשים מתקני פרויקט לווייתן לשלב 1א':



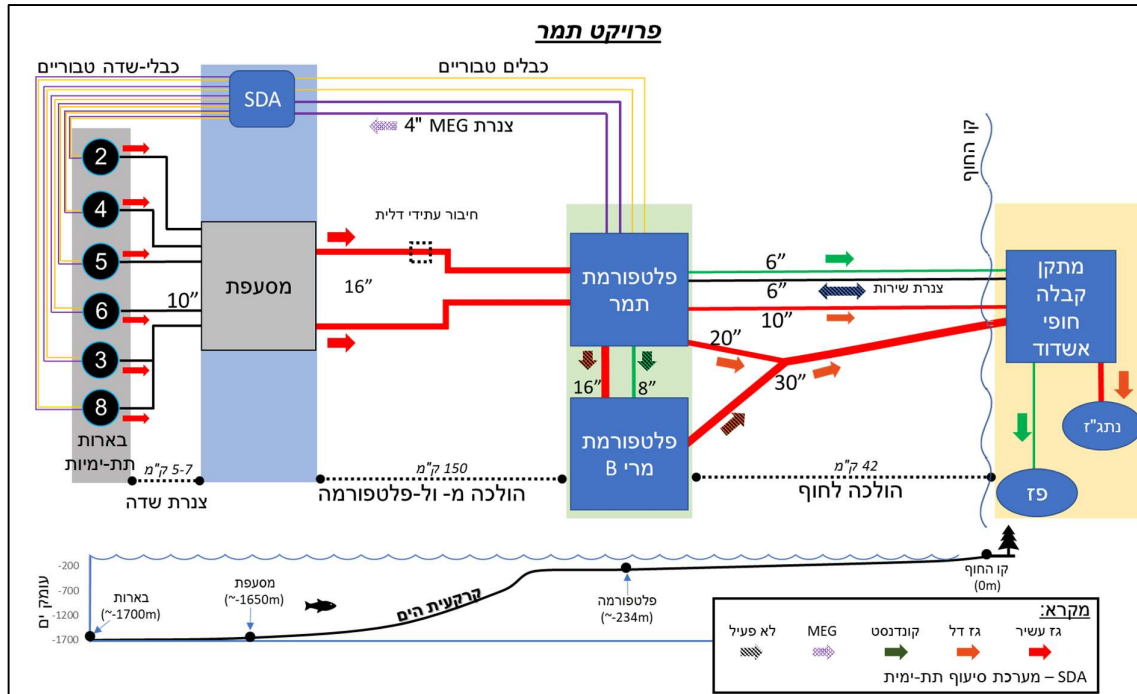
7.16.2 פרויקט תמר

- (א) מערכת ההפקה של פרויקט תמר מורכבת מחמישה מקטעים עיקריים, כדלקמן:
1. בארות הפקה: שש בארות הפקה תת-ימיות בעלות כושר הפקה של עד כ- 250 MMCF ליום כל אחת. מבארות ההפקה מוזרם גז טבעי ממאגר תמר, המצוי בעומק של כ- 3 ק"מ מתחת לקרקעית הים, אל מערך ההפקה שעל קרקעית הים.
 2. מערכת הפקה תת-ימית: המערך התת ימי מקשר בין בארות ההפקה לבין פלטפורמת ההפקה, ומצוי על קרקעית הים. המערך התת ימי מורכב מצינורות בקוטר 10 אינץ' שדרכם מוזרמים הגז הטבעי והקונדנסט מהבארות אל המסעפת התת ימית (manifold); מהמסעפת יוצאים שני צינורות בקוטר 16 אינץ' ובאורך של כ- 150 ק"מ, כל אחד (להלן: "הצנרת הכפולה"), אשר מזרימים גז טבעי וקונדנסט אל פלטפורמת ההפקה. בנוסף, כולל המערך התת ימי שני צינורות בקוטר 6 אינץ' ובאורך של כ- 150 ק"מ, להולכת MEG (חומר המונע קפיאה) מפלטפורמת ההפקה אל הבארות; שני כבלי בקרה ושליטה טבוריים (umbilicals) באורך של כ- 150 ק"מ, המחברים את פלטפורמת ההפקה לבארות ומאפשרים את השליטה, הפיקוד והבקרה על הפקת הגז הטבעי מהבארות. בצנרת הכפולה הותקנו אמצעים שיאפשרו בעתיד את חיבורו של מאגר דלית למערך ההפקה של פרויקט תמר. אספקת הגז המקסימאלית הניתנת להזרמה דרך הצנרת הכפולה בתנאים הקיימים הינה כ- BCF 1.1 ליום ולפיכך מהווה את צוואר הבקבוק של מערך ההפקה בפרויקט.
 3. פלטפורמת טיפול והפקה: פלטפורמת תמר ממוקמת כ- 25 ק"מ מהחוף וכ- 2 ק"מ צפונית לפלטפורמת מרי B. הפלטפורמה 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, ובהם מתקני הפרדת נוזלים מגז, מתקני אחסון, טיפול ומחזור MEG, מתקני ייבוש הגז באמצעות TEG, מתקן להפחתת פליטות, גנרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה, וכיו"ב. הפלטפורמה מתוכננת לטפל בכ- 1,200 MMCF גז טבעי ליום ובכ- 5,400 חביות קונדנסט ליום ניתן להעלות את יכולת הטיפול בפלטפורמה על-ידי הפעלת ארבעה מערכי הטיפול (trains) הקיימים לרמה של כ- 1,600 MMCF גז טבעי ליום וכ- 7,200 חביות קונדנסט ליום, בכפוף לביצוע התאמות נדרשות בפלטפורמה.
 4. מערכת הולכה לחוף ולפלטפורמת מרי B: מערך ההולכה מפלטפורמת תמר מורכב משני חלקים – (1) צנרת מהפלטפורמה אל מתקן הקבלה, הכוללת קטע צינור קצר בקוטר 20 אינץ' המתחבר לצינור 30 אינץ' להזרמת גז טבעי, צינור בקוטר 10 אינץ' לאספקת גז טבעי, ושני צינורות בקוטר 6 אינץ' לאספקת קונדנסט ו/או MEG מפלטפורמת תמר למתקן הקבלה; (2) צנרת המחברת את פלטפורמת תמר לפלטפורמת מרי B, הכוללת צינור בקוטר 16 אינץ' לאספקת גז טבעי, צינור בקוטר 8 אינץ' לאספקת קונדנסט, וכן הציוד הנדרש לצורך החדרת גז טבעי

וקונדנסט למאגר מרי B, ככל שידרש.

5. מתקן הקבלה: הכולל מערך טיפול משלים בגז המוזרם מפלטפורמת הטיפול וההפקה כך שיתאים לדרישות האיכות לצורך הזרמתו במערך הובלת הגז הארצית של נתג'ז, ומערך לייצוב, אחסון והזרמת הקונדנסט. לפרטים נוספים אודות תכנית הפיתוח של פרויקט תמר, לרבות הרחבת יכולת האספקה, ראו סעיף 7.3.4 (ב)-(ג) לעיל.

(ב) להלן תרשים מתקני פרויקט תמר:



7.17 חומרי גלם וספקים

ככלל השותפות אינה מתקשרת באופן ישיר עם ספקים או עם קבלנים מקצועיים וההתקשרות היא בינם לבין המפעיל הפרויקט. ככלל, בישראל אין בעת הזו קבלנים לביצוע קידוחים, סקרים סייסמיים וחלק מעבודות 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 לשלב בפעילותם, ככל שניתן, שירותים ויועצים מקומיים. מתקני הקידוח הימיים וציוד ייעודי אחר נחרכים ומובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם, לסוג העבודה ולצרכים של כל פרויקט. פרמטר חשוב נוסף המשפיע לעניין זה הוא מחיר הנפט הגולמי, אשר עלייה בו משפיעה לרוב על היקף הפעילות בענף וכתוצאה מכך גם על זמינות הקבלנים והציוד הנדרש.

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 חשבות, 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 21, 26 ו-26א' לפרק הרביעי לדוח זה.

7.18.2 בהתאם להוראות פקודת השותפויות, ביום 10.7.2019 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות מדיניות תגמול מעודכנת 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 31.12.2019 ויום 31.12.2020 עובדים, כדלקמן:

מחלקה	מספר עובדים ליום 31.12.2019	מספר עובדים ליום 31.12.2020
הנהלה, מטה וכספים	8 (מתוכם 4 נושאי משרה)	9 (מתוכם 4 נושאי משרה)
מקצועית	8 (מתוכם 3 נושאי משרה)	7 (מתוכם 2 נושאי משרה)
סה"כ	16	16

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.

7.19 הון חוזר

7.19.1 ההון החוזר של השותפות מורכב מצד הנכסים, בעיקר, מיתרות המזומנים, השקעות לזמן קצר, יתרות חייבים שונות, ויתרות חייבים ולקוחות הנובעות מהעסקאות המשותפות, ואילו מצד ההתחייבויות, בעיקר מאגרות חוב, הלוואות מתאגידים פיננסיים ויתרות זכות הנובעות מהעסקאות המשותפות.

7.19.2 גירעון בהון החוזר

בהתאם לנתוני הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2020, לשותפות גירעון בהון החוזר בסך של כ-148 מיליון דולר, הנובע בעיקר מחלויות שוטפות של אגרות חוב (סדרה א'), העומדות לפירעון בחודש דצמבר 2021. ביום 14.3.2021 קבע דירקטוריון השותף הכללי כי אין בגירעון האמור כדי להצביע על בעיית נזילות בשותפות, ובהתאם לכך לא מתקיים סימן אזהרה כהגדרת המונח בתקנה 10(ב)(14)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקפותיים ומידיים), התש"ל-1970. לפרטים נוספים בעניין זה, ראו בסעיף 3ה לחלק ראשון לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

הסכום שנכלל בדוחות הכספיים ליום 31.12.2020 (אלפי דולר)	
417,903	נכסים שוטפים
566,047	התחייבויות שוטפות

עודף ההתחייבויות השוטפות על הנכסים השוטפים	148,144

7.20 מימון7.20.1 כללי

נכון למועד אישור הדוח, מממנת השותפות את פעילותה בעיקר מהכנסות ממכירת גז טבעי ללקוחות פרויקטי תמר ולוויתן ומהנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בישראל ובחוו"ל ולציבור בישראל.

7.20.2

אגרות חוב של לוויתן בונד בע"מ

ביום 18.8.2020 השלימה לוויתן בונד בע"מ, חברת בת ייעודית (SPC) בבעלות מלאה (100%) של השותפות, הנפקת אגרות חוב למשקיעים מוסדיים זרים וישראלים, בהתאם ל- Rule 144A ו- Regulation S, בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר, ב- 4 סדרות אגרות חוב שונות, כדלקמן (להלן בסעיף זה: "**אגרות החוב**" ו- "**הנפקת לוויתן בונד**", בהתאמה):

- (א) אגרות חוב בהיקף כולל של 500 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2023 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 5.75%.
- (ב) אגרות חוב בהיקף כולל של 600 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2025 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.125%.
- (ג) אגרות חוב בהיקף כולל של 600 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2027 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.5%.
- (ד) אגרות חוב בהיקף כולל של 550 מיליון דולר ע.ג., העומדות לפירעון ביום 30.6.2030 (בתשלום אחד), הנושאות ריבית שנתית קבועה של 6.75%.

הקרן והריבית של אגרות החוב הן דולריות. ריבית אגרות החוב של כל אחת מהסדרות תשולם פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר. אגרות החוב נרשמו למסחר במערכת "רצף מוסדיים" של הבורסה בתל-אביב. למידע נוסף אודות הנפקת לוויתן בונד ראה דיווח מידי של החברה מיום 5 באוגוסט 2020, המובא בדוח זה בדרך של הפנייה (מס' אסמכתא: 2020-01-084006).

תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואה לשותפות, ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). יתרת ההלוואה ליום 31.12.2020 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על כ- 2,219.3 מיליון דולר. יצוין כי, עם השלמת הנפקת לוויתן בונד ביום 18.8.2020, נפרעה במלואה ההלוואה שהועמדה לשותפות לצורך מימון חלקה ביתרת ההשקעה בפיתוח פרויקט לוויתן בסך כולל של 1.75 מיליארד דולר, וכן נפרעו במלואן ההלוואות שהועמדו לשותפות בסכום כולל של 300 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.21.1(א) ו- 7.21.1(ב) לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2019, כפי שפורסם ביום 30.3.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-032010), וכן ראו ביאור 10ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.20.3

אגרות חוב של דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ

ביום 19.5.2014 השלימה דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, חברת בת ייעודית (SPC) בבעלות מלאה (100%) של השותפות הנפקה של אגרות חוב למשקיעים מסווגים בארה"ב, בישראל ובמדינות נוספות בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר ב- 5 סדרות אגרות חוב שונות בסך של 400 מיליון דולר כל אחת, העומדות לפירעון בחודש דצמבר של כל אחת מהשנים 2016, 2018, 2020, 2023 ו- 2025 (להלן בסעיף זה: "**אגרות החוב**"). אגרות החוב נרשמו למסחר במערכת "רצף מוסדיים" של הבורסה בתל-אביב.

תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואה לשותפות, ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). ביום 6.10.2016 פרעה השותפות בפירעון 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. ביום 31.8.2018 נפרעה בפירעון מוקדם הסדרה השנייה (2018) בהיקפה הכולל של 320 מיליון דולר, חלף במועד פירעונה המקורי ביום 30.12.2018. סכום הפירעון המוקדם של הסדרה השנייה כאמור כלל את סכום הקרן, בתוספת ריבית צבורה בסך כולל של כ- 2.1 מיליון דולר ובתוספת דמי פירעון מוקדם בסך של כ- 1.3 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 19.7.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-068986), אשר הפרטים המופיעים בו נכללים בזאת על דרך של הפנייה. ביום 15.7.2020 ביצעה השותפות פירעון חלקי של הסדרה השלישית (2020) בהיקף של 240 מיליון דולר, מתוך היקפה הכולל של 320 מיליון דולר, חלף במועד פירעונה המקורי ביום 30.12.2020. סכום הפירעון החלקי של הסדרה השלישית כאמור כולל את סכום הקרן, בתוספת ריבית צבורה בסך של כ- 0.4 מיליון דולר, ובתוספת דמי פירעון מוקדם בסך של כ- 4.2 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 14.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-061266), אשר הפרטים המופיעים בו נכללים בזאת על דרך של הפנייה. ביום 30.12.2020 נפרעה יתרת הסדרה השלישית (2020) בהיקף של 80 מיליון דולר. יתרת ההלוואה ליום 31.12.2020 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על כ- 635 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.20.4

אגרות חוב (סדרה א')

ביום 26.12.2016 השלימה השותפות הנפקה של אגרות חוב לציבור בהיקף של כ- 767.8 מיליון ש"ח ובהנפקה מקבילה של אגרות חוב בשותפות אבנר גויס סכום דומה של כ- 760.7 מיליון ש"ח. 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. אגרות החוב (סדרה א') של השותפות רשומות למסחר בבורסה בתל-אביב. תמורת ההנפקה יועדה לשימוש בידי השותפות להשקעה ולמימון הפעילות בנכסי הנפט של השותפות וכן למימון יתר צרכיה

השוטפים של השותפות ובין היתר לחלוקות רווחים. יתרת ההלוואה ליום 31.12.2020 (בניכוי עלויות גיוס) עמדה על סך של כ- 394 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.20.5 כאמור בסעיף 1.7.6 לעיל, ביום 20.7.2017 השלימה השותפות עסקת מכירה לתמר פטרוליום של 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 סך של כ-321 מיליון דולר ארה"ב לפירעון מוקדם חלקי של ארבע סדרות אגרות החוב "תמר בונד" (סדרות 2018, 2020, 2023 ו- 2025) כאמור בסעיף 7.20.3 לעיל.

7.20.6 כחלק מיישום הוראות מתווה הגז, מכרה השותפות את החזקותיה בחזקות כריש ותנין ופועלת למכירת החזקותיה בפרויקט תמר. התמורות, נטו (לאחר מס, פירעון אג"ח/הלוואות והתחייבויות רלוונטיות אחרות ככל שתהיינה, בין היתר, מכוח הסכם השותפות) שיתקבלו ממכירת חזקות כאמור ישמשו, בין היתר, למימון פעילות השותפות.

7.20.7 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.

7.20.8 ביום 17.5.2018 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ביצוע הנפקה של יחידות השתתפות ו/או ניירות ערך המירים ליחידות השתתפות בדרך של הצעת זכויות למחזיקי יחידות ההשתתפות הקיימים במהלך תקופה שממועד אישור האסיפה כאמור ועד ליום 6.5.2021, בהיקף ובתנאים שייקבעו לפי החלטת השותף הכללי לצורך גיוס סכומים שיידרשו לדעת השותף הכללי לטובת מימון פעילותה השוטפת של השותפות, וכן לרבות ביצוע השקעות בנכסי הנפט של השותפות ופירעון התחייבויותיה הקיימות, וכן הסמיכה את השותף הכללי לקבוע את מבנה ההנפקה, היקפה ועיתויה, לפי שיקול דעתו הבלעדי והמוחלט, בכפוף לכך שסך כל תמורת ההנפקה (או ההנפקות) בתקופה הנ"ל לא יעלה על סך בש"ח השווה ל-300 מיליון דולר, נכון למועד אישור הדוח טרם הונפקו ניירות ערך כאמור. ביצוע הנפקות כאמור יכול שיעשה בכל עת במסגרת תשקיף אחד או יותר ו/או דוח הצעת מדף אחד או יותר, כפי שייקבע על ידי השותף הכללי.

7.20.9 לעניין אי חלוקת חלק מרווחי השותפות לטובת מימון פעולות קידוחים חיפושיים ופיתוח, ועסקת EMG, ראו סעיפים 4.4.4 עד 4.4.7 לעיל.

7.20.10 ביום 26.7.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי תכנית לרכישת אגרות החוב (סדרה א') ולרכישת אגרות החוב של דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, בעלות כוללת משוערת של עד 50 מיליון דולר ארה"ב (לרכישת אגרות החוב (סדרה א') ואגרות החוב של דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ יחדיו). לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 27.7.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-072868), אשר הפרטים המופיעים בו נכללים בזאת על דרך

של הפנייה. השותפות ביצעה רכישות עצמיות בהתאם לתכנית הרכישה כאמור בסך של 11,413,393 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה א') בתמורה לכ- 3 מיליון דולר.

7.20.11 ביום 17.11.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי תכנית נוספת לרכישת אגרות החוב (סדרה א') בעלות כוללת משוערת של עד 30 מיליון דולר. הרכישות בוצעו מעת לעת בתקופה שבין ה- 19.11.2020 ועד ל- 31.12.2020, בעסקאות בבורסה או מחוץ לבורסה. יצוין כי, תוכנית זו החליפה את תכנית הרכישה העצמית האמורה בסעיף 7.20.10 לעיל. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 18.11.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-115468), אשר הפרטים המופיעים בו נכללים בזאת על דרך של הפנייה. בהתאם לתכנית הרכישה האמורה, השותפות ביצעה רכישות עצמיות בסך של 7,450,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה א') בתמורה לכ- 2 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו סעיף 3ה לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.20.12 אמות מידה פיננסיות

(א) אגרות חוב (סדרה א') – השותפות עמדה באמות המידה הפיננסיות להן התחייבה במסגרת הנפקת אגרות החוב (סדרה א') לציבור כאמור בסעיף 7.20.4 לעיל, כמפורט להלן:

אמת מידה פיננסית ¹⁴⁵	אופן החישוב	היחס הנבדק ליום 31.12.2020 ונכון למועד אישור הדוח ¹⁴⁶
ההון הכלכלי של השותפות ¹⁴⁷	אם ההון הכלכלי פחת מסך של 400 מיליון דולר (להלן: "ההון הכלכלי המזערי") במשך שני רבעונים עוקבים. ¹⁴⁸	כ- 3,438
יחס ההון הכלכלי לחוב	אם היחס שבין ההון הכלכלי של השותפות לחוב השותפות סולו יפחת מ-300% (פי 3) במשך שני רבעונים עוקבים.	כ- 9
חלוקה	אם השותפות ביצעה חלוקה, או הודיעה על כוונה לבצע חלוקה, שהיא אחד מאלה: (א) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות וחוק החברות, התשנ"ט – 1999 (להלן: "חוק החברות"); (ב) חלוקה של רווחי שיערוך; ו- (ג) חלוקה שלאחריה יפחת יחס ההון כלכלי לחוב מתחת ל-450%	-

¹⁴⁵ כמפורט בשטר הנאמנות אי עמידה באמות המידה הפיננסיות המתוארות תהווה עילה להעמדה לפירעון מיידי לנאמן ולמחזיקי אגרות החוב.

¹⁴⁶ היחס חושב, בין היתר, בהתבסס על התזרים המהווך של פרויקט תמר ליום 31.12.2020 והכלול בדוח זה והתזרים המהווך של פרויקט לויתן ליום 31.12.2020, והכלול בדוח זה.

¹⁴⁷ 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 מהווך בדוח התקופתי השנתי האחרון שפרסמה השותפות, או שלגביהם פורסם תזרים מהווך במועד מאוחר לדוח התקופתי השנתי האחרון במסגרת דיווחי השותפות לפי הוראות חוק ניירות ערך (להלן: "הפרויקטים" ו- "התזרים המהווך האחרון", בהתאמה), בתוספת סך התזרים המהווך האחרון של הפרויקטים, ובתוספת הוצאות הנטישה הרשומות בדוחות האמורים בגין הפרויקטים. לענין זה: (א) "תזרים מהווך" – כהגדרתו בסעיף 36 לתוספת השלישית של תקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוט תשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969; ו- (ב) "סך התזרים המהווך" – סך התזרים המהווך של העתודות הצפויות (2P) ואו של המשאבים המותנים הצפויים (2C) של הפרויקטים, לפי הענין, לאחר מס הכנסה החל על חברות, כשהוא מהווך בשיעור של 10%.

¹⁴⁸ 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 ש"ח ומעלה, אזי ההון הכלכלי המזערי יחזור ויהיה 400 מיליון דולר.

היחס הנבדק ליום 31.12.2020 ונכון למועד אישור הדוח ¹⁴⁶	אופן החישוב	אמת מידה פיננסית ¹⁴⁵
	(פי 4.5).	

7.21 מיסוי

7.21.1 לפרטים הנוגעים למיסוי ראו ביאור 20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.21.2 ביום 12.10.2020 פורסמה להערות ציבור טיוטת תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) (תיקון), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: **"טיוטת התקנות"**). בהתאם לטיוטת התקנות, מוצע לקבוע, בין היתר, כי החל משנת המס 2021, שותפות נפט אשר יחידות ההשתתפות שלה רשומות למסחר בבורסה תמוסה כמו "חברה", כלומר, בהתאם לשיטת המיסוי הדו-שלבית, וזאת החל משנת המס בה הפיקה שותפות הנפט הכנסה חייבת או חילקה רווחים. לפרטים נוספים ראו דוח המידי של השותפות מיום 22.10.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-115485). ביום 4.11.2020 הגישה השותפות את התייחסותה לטיוטת התקנות. לפרטים נוספים ראו ביאור 4א20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.21.3 סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע

(א) השותפות היא ישות "שקופה" לצורכי מס, בהתאם להוראות פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: **"פקודת מס הכנסה"**) וחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, וההכנסה החייבת וכן ההפסדים 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.

(ב) על פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: **"סעיף 19"**) חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח על ההכנסה החייבת של השותפות ולשלם את המס הנובע ממנו, על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון המס שחייבים בו 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 יחושב על-פי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם חבר בני אדם (להלן: **"מחזיקים-תאגידים"**) ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם יחידים (להלן: **"מחזיקים-יחידים"**) כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של מחזיקים יחידים כאילו חל עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד, נמוך מהשיעור האמור (להלן: **"חישוב המס לפי סעיף 19"**).

(ג) במסגרת בקשה למתן הוראות שהגיש המפקח לבית המשפט ביום 30.10.2016, נדונה לראשונה שאלת פרשנותו ואופן יישומו של סעיף 19. ביום 1.11.2017 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי, בו נקבע, בין היתר, כי: (א) אין לראות

בתשלום המס הנגזר מהוראות סעיף 19 חלוקה שוויונית, בסכום אחיד לכל יחידה, אלא תשלום דיפרנציאלי בהתאם לשיעורי המס השונים החלים על יחידים ועל תאגידים; (ב) תשלום המס לפי סעיף 19 יוצר שוני בהוצאה שמוציאה השותפות בין יחידים לתאגידים, אך עניינו של סעיף 19 הוא בגביית מס ולא בהסדרת היחסים בין מחזיקי יחידות ההשתתפות; ו- (ג) כל עוד עומד הסדר הגביה הקבוע בסעיף 19 בתוקפו, על השותפות ו/או השותף הכללי למצוא את הדרך הראויה לאזן בין ההוצאה הנוספת הכרוכה בשיעור המס החל על מחזיקים-יחידים לבין ההוצאה הכרוכה בשיעור המס החל על מחזיקים-תאגידים.

(ד) ביום 31.12.2017 הגיש השותף הכללי בשותפות ערעור על פסק דינו של בית המשפט המחוזי (להלן בסעיף זה: "**ערעור השותפות**") 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 19 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 מחזיקי היחידות, יירשם בתעודת המס בסכום אחיד ליחידים ולתאגידים, ללא הבחנה ביניהם, וכל מחזיק 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 למחזיקים באופן דיפרנציאלי תחול מכאן ולהבא בלבד, ואילו ביחס לעבר יוכלו שותפויות הנפט לייחס את המס ששולם באופן שוויוני למחזיקים הרלוונטיים, ובהתאם הן תהיינה רשאיות להוציא תעודות מס שוויוניות; (ד) לחלופי חילופין, וככל שייקבע כי תשלום המס בהתאם לסעיף 19 אינו מהווה חלוקה כמשמעה בחוק החברות אזי ייקבע כי גם תשלום איזון שיבוצע לתאגידים-מחזיקים (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).

(ה) ביום 28.7.2019 התקבל פסק דינו של בית המשפט העליון הדוחה את ערעור השותפות (להלן: "**פסק-הדין בערעור**"). בית המשפט העליון אימץ את פסק דינו של בית המשפט המחוזי וקבע, בין היתר, כי הסדר שבמסגרתו תישא השותפות במלוא שיעור המס של המחזיקים, יחידים כתאגידים, כמתחייב מסעיף 19, ולצד זאת או בהמשך לכך, תבצע תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים, אינו בבחינת "חלוקה" כהגדרתה בדיון, אלא תוצאה המתחייבת מכך ששולמו מהרווחים תשלומים על חשבון המס. עם זאת, בית המשפט העליון הבהיר, כי אינו מתיימר להמליץ או לקבוע מסמרות לגבי הטכניקה של תשלומי האיזון.

- (ו) כמפורט בהרחבה להלן, בסמוך לתום שנות המס 2017 עד 2020, לצד תשלומים על חשבון המס שחל על יחידים-מחזיקים, ביצעה השותפות תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים. יצוין כי, תשלומי האיזון שבוצעו כאמור בגין שנות המס הללו, אינם מהווים בהכרח איזון מלא בין התשלום הנגזר משיעור המס החל על יחידים-מחזיקים לבין התשלום הנגזר משיעור המס החל על תאגידים-מחזיקים, שכן ככל שיהיה פער בין אומדן ההכנסה החייבת על פיו בוצעו התשלומים לבין השומה הסופית שתוצא לשותפות בעתיד (להלן: "**הפרשים**"), תידרש השותפות לשלם לרשות המסים (או לקבל ממנה כהחזר) את הפרש המס המתחייב מההפרשים. יצוין כי נכון למועד דוח זה, קיימת אי-בהירות מהו הסדר האיזון הראוי ביחס לתשלומי מס הנובעים מההפרשים, אם וככל שיהיו.
- (ז) הואיל ובגין שנות המס 2015 ו-2016 (להלן: "**תקופת העבר**") לא בוצעו תשלומי איזון כפי שבוצעו בגין שנות המס 2017-2020, קיימת במועד אישור הדוח אי-בהירות בנוגע להסדר האיזון הראוי שעל השותפות ליישם בגין תקופת העבר. לפרטים נוספים, ראו ביאור 20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- לאור אי-הבהירות הקיימת בנוגע להסדרי האיזון הראויים שעל השותפות ליישם, הן בגין תקופות העבר והן בגין ההפרשים שיתבררו רק בעתיד, הגישו השותפות והשותף הכללי המרצת פתיחה לבית המשפט המחוזי בתל אביב, במסגרתה התבקש בית המשפט, בין היתר, לקבוע מהם ההסדרים הראויים לאיזון בין יחידים ותאגידים המחזיקים ביחידות השתתפות של השותפות, לנוכח תשלומי מס שהשותפות נדרשת לשלם לפי סעיף 19, ובכלל זאת: (א) תשלומי מס ככל שינבעו כתוצאה מפער בין אומדן ההכנסה החייבת שעורכת השותפות לקראת סוף שנת המס לבין השומה העצמית שהשותפות מגישה; ו/או תשלומי מס ככל שינבעו מפער בין השומה העצמית שהשותפות מגישה לבין שומת המס הסופית שתוצא לה (להלן: "**הפרשי שומות**"); ו- (ב) תשלומי מס שבוצעו בגין תקופות העבר; זאת בהתחשב בכך שייתכן שמי שהחזיק ביחידות השתתפות במועד הקובע לשנת מס בתקופות העבר לא יחזיק בה עוד בעת שיתברר (אם בכלל) כי השותפות נדרשת לשלם מס נוסף בגין אותה שנת מס (או להיפך) וכן בהתחשב בפער בשיעורי המס החל על יחידים ותאגידים. במסגרת המרצת הפתיחה הוצגו בפני בית המשפט חלופות אפשריות שונות להסדרים בקשר עם תשלומי המס בגין הפרשי שומות ובגין תקופות העבר, על מנת שיכריע מהם ההסדרים הראויים כאמור. העתק המרצת הפתיחה המפרטת את החלופות הנ"ל צורף כנספח לדוחות המיידים של השותפות מהימים 13.7.2020 ו- 19.10.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-067480 ו- 2020-01-113487, בהתאמה), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך של הפנייה. המשיבים בהמרצת הפתיחה הם מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות במועדים הרלוונטיים להמרצת הפתיחה והמפקח של השותפות, אשר ביקש להצטרף כמשיב להמרצת הפתיחה על מנת

שיוכל להציג במסגרתה עמדה עצמאית מטעמו¹⁴⁹. יצוין כי, ביום 18.10.2020 אישר בית המשפט את בקשת השותפות והשותף הכללי לביצוע תחליף המצאה למחזיקי יחידות השתתפות בדרך של פרסום הודעה פומבית, אשר איפשרה לכל מחזיק ביחידת השתתפות של השותפות במועדים הרלוונטיים להמרצת הפתיחה (ובכלל זה כלל המחזיקים ביחידות ההשתתפות של השותפות כיום) להצטרף כצד להליך. כמו כן, הורה בית המשפט כי המרצת הפתיחה תידון במאוחד עם המרצת פתיחה שהגישה ישראל מקו באותו הנושא (ה"פ 32178-03-20). ביום 29.12.2020 נערכה ישיבת קדם משפט נוספת, שבה ביקש בית המשפט לקבל את עמדת רשות המסים ביחס להצעות להסדרים שונים שעלו בעמדות המחזיקים. בתום הדיון הורה בית המשפט כי הצדדים רשאים לפנות לרשות המסים ולברר עמדתה המפורטת ביחס להצעות אלה, ולאחר מכן להגיש לבית המשפט מסמך מסכם שבו תובא עמדת רשות המסים. בעקבות פנייה של אחת מקבוצות המחזיקים לרשות המיסים, הוגשה ביום 11.3.2021 עמדת רשות המיסים לבית המשפט. בית המשפט התיר לצדדים להתייחס לעמדה זו עד ליום 18.3.2021.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, קיים סיכוי של יותר מ-50% שהשותפות תידרש לשלם לפחות סכום של כ-13.1 מיליון דולר, אך אין ביכולתה להעריך את ההסתברות לכך שהשותפות תצטרך להוציא סכום העולה על סכום זה בעקבות תשלומי המס בעבר.

עוד יצוין, כי על בסיס דוח המס לשנת 2019 ועל בסיס תוצאות השותפות לשנת 2020, עדכנה השותפות את אומדן ההכנסה החייבת שלה לכל אחת משנות המס 2019 ו-2020. הואיל ונכון למועד אישור הדוח קיימת אי בהירות לגבי הסדר האיוון הראוי שעל השותפות לאמץ בנוגע להפרשי שומות, בשים לב למורכבות הנושא והעדר היכולת להעריך את ההסתברות לגבי הסכום שיהיה על השותפות לשלם כתשלום איוון למחזיקים תאגידים ובהתבסס על חוות דעת של יועצי המשפטיים, לא ביצעה השותפות בדוחות הכספיים הפרשה כלשהי בגין האמור.

7.21.4 ביום 2.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ממשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "**התקנות**").¹⁵⁰ במסגרתן הוסדר נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט, לרבות אופן חישובן של המקדמות, מועדי תשלומן והדיווח עליהן.

התקנות מותקנות מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "**החוק**") ומטרתן להסדיר את נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט. התקנות עוסקות בקביעת חישובן של המקדמות, מועדי התשלום והדיווח עליהן, כהגדרתן בחוק. להלן תמצית

¹⁴⁹ ביום 18.8.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות למפקח השותפות תקציב לשם התקשרות עם עורך הדין ד"ר זאב הולנדר, לצורך ייצוגו כמשיב בהליך המשפטי כאמור. לפרטים נוספים, ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 10.8.2020 ו-18.8.2020 (מסי' אסמכתאות: 2020-01-076858 ו-2020-01-080758, בהתאמה), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך של הפנייה.

¹⁵⁰ https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/law8957/he/LegalInformation_kesher_8957.pdf

ההוראות העיקריות הכלולות בתקנות:

- (א) בתקנות נקבע שבעל זכות נפט של מיזם נפט (להלן בסעיף זה: **"בעל זכות נפט"**) ישלם מקדמות על חשבון ההיטל לאותה שנת מס, כאשר התשלום יחל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית מהמועד שנקבע לתשלום ועד לתשלום סכום המקדמה.
- (ב) עוד נקבעו נוסחאות לחישוב סכומה של המקדמה, שיעורה, מועד תשלומה ואופן הדיווח הסכום המשולם. לפי התקנות, כל מי שהוא בעל זכות נפט יחויב בתשלום המקדמות בהתאם לחלקו היחסי בזכות הנפט. כמו כן נקבע כי לעניין מכירת נפט בנפרד במיזמים בבעלות משותפת לפי סעיף 18 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התקבולים השוטפים לחודש הקובע של בעל זכות הנפט במיזם הנפט. עוד נקבע כי בשלוש שנות המס הראשונות החל משנת המס העוקבת לשנת המס שבה היה מקדם ההיטל בגובה 1 או יותר, או החל משנת המס 2021, לפי המאוחר יהיה שיעור המקדמה: בשנת המס הראשונה – 21%; בשנת המס השנייה – 30%; ובשנת המס השלישית 37%.
- (ג) על פי סעיף 9(ב)(1) לחוק, תשלום נגזר הוא תשלום המחושב כשיעור מהנפט שהופק בשטח מיזם הנפט, מתקבולי המיזם או מרווחי הנפט של המיזם. מקבל תשלום נגזר חייב בתשלום היטל הקרוי "סכום ההשתתפות". הסעיף קובע כי סכום ההשתתפות יופחת מן ההיטל שבעל זכות הנפט חב בו. לפיכך נקבע בתקנות כי סכום ההשתתפות שניכה במקור בעל זכות נפט, כתשלום על חשבון מקדמות שהוא חייב בהן. ניכוי כאמור מותנה בהתקיימות כל אלה: (1) בעל זכות הנפט העביר לפקיד השומה את סכום ההיטל שניכה לא יאוחר ממועד תשלום המקדמה בעבור החודש הקובע; (2) סכום הניכוי שהועבר לא קוזז בעבר; (3) החודש הקובע שבשלו נדרש הקיזוז חל באותה שנת מס שבה התקבל התשלום הנגזר.
- (ד) פקיד השומה יהיה רשאי להפחית או להגדיל את שיעור המקדמה לשנת מס מסוימת אם הוכח להנחת דעתו כי ההיטל לשנת המס שבה משתלמת המקדמה גבוה או נמוך מסך המקדמות שחושבו לאותה שנת מס.
- בהתאם לתקנות, שילמה השותפות בשנת 2020 מקדמות בגין היטל רווחי נפט בסך של כ-2 מיליון דולר בגין זכויותיה בפרויקט תמר.
- 7.21.5 תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון), התשפ"א-2021
- ביום 7.1.2021 פורסם להערות הציבור תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון) התשפ"א-2021 (להלן בסעיף זה: **"התזכיר המוצע"**), במסגרתו הוצעו מספר תיקונים לחוק, ובכלל זאת הוצע: (1) לתקן את סעיף 11 לחוק באופן שיאפשר לרשות המסים לגבות היטל שנוי במחלוקת כבר לאחר החלטת רשות המסים בהשגה על שומת ההיטל ולפני בירור המחלוקת בבית המשפט; (2) תיקון סעיף 13 לחוק באופן אשר יחייב את אישור דוחות ההיטל על-ידי רואי חשבון בהגדרתו בחוק רואי חשבון, התשט"ו-1955;

(3) תיקון סעיפים 14-15 לחוק באופן שיאפשר להאריך את תקופת השומה של דוחות ההיטל משנה ממועד הגשת דוחות ההיטל לפרק זמן של 4 שנים מתום השנה שבה הוגש דוח ההיטל; (4) הוספת סעיף 16(א) לחוק שעניינו בהחלת הוראות סעיף 86 לפקודה בעניין סמכות פקיד השומה להתעלם מעסקאות מסוימות; ו- (5) הוספת סעיף 41(א) לחוק שעניינו בהקניית סמכות לפקיד השומה להטיל קנס על הגירעון הנובע מהפער בין החיוב בהיטל בפועל אל מול תשלום ההיטל לפי שומה עצמית. אין וודאות האם ומתי יתקבל התזכיר המוצע וכן באיזו מתכונת (ככל שיתקבל).

7.21.6 שנות המס 2015-2016

- (א) ביום 13.12.2017 התקבלו תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל שותפות אבנר (להלן יחד: "**השותפויות**") לשנת המס 2015 ולשנת המס 2016 (להלן בסעיף זה: "**מחזיק זכאי**")¹⁵¹. מודגש ומובהר בזאת, כדלקמן:
1. בעלי יחידות השתתפות של השותפות יהיו רשאים (אך לא חייבים) לכלול בדוחות המס שלהם לשנים 2015 ו-2016, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, בגין יחידות ההשתתפות שהוחזקו על ידם לאותן שנים וזאת על פי תעודות המס הזמניות.
 2. התעודה הזמנית תאפשר למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיק זכאי" ושיש להם הפסדים לצורכי מס או פטור ממס באילו משנות המס הנ"ל, לקבל החזרי מס בגין המס ששולם על ידי השותפות ויוחס להם.
 3. בהתאם להסכמות עם רשות המסים, מדובר בתעודות מס זמנית בלבד וכי תעודות 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".
 4. בעלי היחידות אשר יפעלו בהתאם לפסקה 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.
 5. בטבלה להלן מפורטים הנתונים שצוינו בתעודות המס הזמניות לצורך חישוב הרווח (הניכוי) למחזיק זכאי ביחידת השתתפות אחת בת 1 ש"ח ע.נ. (בש"ח) בשנים 2015-2016:

¹⁵¹ כל המתואר לעיל ביחס ליחידות ההשתתפות של השותפות חל, בשינויים המחוייבים, גם על יחידות ההשתתפות של שותפות אבנר.

שנת המס	רווח מעסק לצורכי מס		רווח הון מניירות ערך סחירים		ריבית מניירות ערך סחירים		מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם יחידים ¹⁵²		מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם ¹⁵³	
	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

6. לפרטים נוספים ראו תעודות מס זמניות למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל שותפות אבנר¹⁵⁴ לשנות המס 2015 ו- 2016 אשר צורפו לדוח המידי של השותפות מיום 13.12.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-116190), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) יצוין כי, על אף שנכון למועד דוח זה, הסתיימה ביקורת רשות המסים לדוחות המס של השותפות ושל אבנר לשנת המס 2015 ונחתמו הסכמי שומות עם רשות המסים (להלן: **"הסכמי שומות 2015"**), טרם הופקו תעודות מס סופיות לשנת המס 2015, מאחר ותוקף תקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות), היה עד ליום 30.6.2015, וטרם הוארך תוקפן למועד מאוחר יותר. תעודות מס סופיות, בהתאם להסכמי שומות 2015, תונפקנה ותפורסמנה בהתאם רק לאחר הארכת תוקפן של התקנות. בהתאם להסכמי שומות 2015, ההכנסה החייבת לצורכי מס של השותפות ושל שותפות אבנר בשנת 2015 היא כ- 317.4 מיליון ש"ח וכ- 293.3 מיליון ש"ח, בהתאמה, ובגינה שילמו השותפות ושותפות אבנר מס על חשבון מחזיקי היחידות בשותפות ובשותפות אבנר בסך של כ- 92 מיליון ש"ח ובסך של כ- 88 מיליון ש"ח, בהתאמה.

(ג) עוד יצוין, כי על רקע המחלוקת שהתגלעה בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המיסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: **"שומת המס"**), לפיהן ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 149.8 מיליון דולר וכ- 135.7 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 124.1 מיליון דולר וכ- 110.1 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים), ורווח ההון לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר הוא כ- 54 מיליון דולר וכ- 71.8 מיליון דולר, בהתאמה (חלף סך של כ- 7.4 מיליון דולר וכ- 17 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכלל בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים האמורים לעיל, תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2020.

עיקר המחלוקת נוגעת לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות שונות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין.

בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, הוצאו לשותפויות שומות בצו לפי סעיף 152 (ב) לפקודה (להלן: **"הצווים"**) על ידי רשות המיסים אשר עיקר עניינם נוגע,

¹⁵² בטבלאות המובאות בסעיף זה, יחיד – לרבות קרן נאמנות חייבת ושותפות.

¹⁵³ בטבלאות המובאות בסעיף זה, חבר בני אדם – לרבות חברה, קופת גמל, מוסד ציבורי וקרן נאמנות פטורה.

¹⁵⁴ יצוין, כי בשל מיזוגה של שותפות אבנר עם ולתוך השותפות פורסמה תעודת המס למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של שותפות אבנר במסגרת דיווחיה המידיים של השותפות.

כאמור, לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין.

על-פי שומות המס, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל ריבית והפרשי הצמדה), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השתתפות בשותפויות בסך של כ- 46.3 מיליון דולר. ביום 15.9.2020 השותפות הגישה ערעור על הצווים לבית המשפט המחוזי בתל-אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על-ידי פקיד השומה ביום 9.12.2020 ובהתאם להחלטת בית המשפט, המועד האחרון להגשת ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור על-ידי השותפות יחול ביום 3.5.2021.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות ושל שותפות אבנר לשנת המס 2016, וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים וניסיון העבר, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%.

(ד) לפרטים בדבר אי-בהירות שקיימת כיום בנוגע להסדר האיוון הראוי שעל השותפות ליישם בגין שנות המס 2015 ו- 2016, ראו סעיף 7.21.3 (ז) לעיל.

7.21.7 שנת המס 2017

(א) לפרטים בדבר הסכם לגביית מס בגין שנת המס 2017 שנחתם בין השותפות לבין פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "**הסדר 2017**"), אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2017 ותשלומים שביצעה השותפות ביום 18.1.2017 בהתאם להסדר 2017 ראו דוחות מיידים מהימים 21.12.2017 ו- 24.12.2017, 28.12.2017 ו- 31.12.2017 (מס' אסמכתאות: 2017-01-118860, 2017-01-119130, 2017-01-122175, 2017-01-- ו- 123051), אשר המידע המופיע בהם מוכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) ביום 8.11.2018 התקבלה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת המס 2017 (להלן בסעיף זה: "**מחזיק זכאי**"). מודגש ומובהר בזאת, כדלקמן:

1. בעלי יחידות השתתפות של השותפות יהיו רשאים (אך לא חייבים) לכלול בדוחות המס שלהם לשנת 2017, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, לרבות מס שנוכה במסגרת התשלומים שביצעה השותפות ביום 18.1.2018 בגין שנת המס 2017, בגין יחידות השתתפות שהוחזקו על ידם בתום יום 31.12.2017, וזאת על פי תעודת המס הזמנית.
2. התעודה הזמנית תאפשר למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיק זכאי" ושיש להם הפסדים לצורכי מס או פטור ממס בשנת המס 2017, לקבל החזרי מס בגין המס ששולם על ידי השותפות ויוחס להם.
3. בהתאם להסכמות עם רשות המסים, מדובר בתעודת מס זמנית בלבד וכי תעודת המס הסופית לשנת 2017, תופק רק בגמר ביקורת רשות המיסים. התחשבויות המס הסופית של כל "מחזיק זכאי" תיעשה על פי השומה הסופית של השותפות

והתעודה הסופית לצורך חישוב המס של "מחזיק זכאי", אשר ייתכן ותהיה שונה באופן מהותי מתעודת המס הזמנית.

4. בעלי היחידות אשר יפעלו בהתאם לפסקה 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.
5. בטבלה להלן מפורטים הנתונים שצוינו בתעודת המס הזמנית לצורך חישוב הרווח (הניכוי) למחזיק זכאי ביחידת השתתפות אחת בת 1 ש"ח ע.נ. (בש"ח) בשנת 2017:

זיכוי ממס זר ששולם בחו"ל ¹⁵⁵		מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם	מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם יחידים	הכנסות מדיבידנד מחו"ל	ריבית מניירות ערך סחירים		הפסד הון מניירות ערך סחירים בחו"ל	רווח הון בעסק	הכנסה חייבת מעסק לצורכי מס
על הכנסות מדיבידנד מחו"ל	על הכנסות מריבית מחו"ל	0.53236	0.54832	0.00035	בישראל	בחו"ל	(0.02665)	1.61050	0.62266
0.00056	0.00002				0.00008	0.01167			

6. לפרטים נוספים ראו תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2017 אשר צורפה לדוח המידי של השותפות מיום 8.11.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-101494), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ג) על רקע המחלוקות שהתגלעו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2017, ביום 23.7.2020 התקבלה מאת רשות המיסים שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה, (להלן בסעיף זה: "שומת המס"), לפיה ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 392.6 מיליון דולר (חלף סך של כ- 231.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים) ורווח ההון לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 705 מיליון דולר (חלף סך של כ- 578.3 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים האמורים לעיל תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2020. עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, לרבות זקיפת הכנסות מימון הנובעות מהפרשי שער לנכס בהקמה, אופן יישום סעיף 20(ב) לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע לעניין ניכוי הוצאות פחת ואופן חישוב רווח ההון ממכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר ודלית. נכון למועד אישור הדוח, ועל-פי שומת

¹⁵⁵ במקרה בו ניתן לקזז הפסדים ברי קיזוז, כנגד הכנסה של תושבי ישראל, יש לקזז את ההפסדים כאמור ולא ניתן לדחות אותם לשנים העוקבות, למעט מקרים חריגים שמאפשרת הפקודה במפורש. גם אם קיזוז כאמור ימנע הטבה אחרת, כדוגמת זיכוי ממסי חוץ. קרי, כאשר קיים הפסד בר קיזוז בישראל והכנסה חייבת מחו"ל, כללי קיזוז הפסדים בפקודה מחייבים קיזוז קודם לכללי הזיכויים.

המס, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השותפות בשותפות בסך של כ- 87 מיליון דולר. יצוין כי, לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות לשנת המס 2017 וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית. ביום 10.12.2020 הגישה השותפות השגה על שומת המס. ביום 7.3.2021 התקיים דיון ראשוני בהשגה במשרדי פקיד השומה ובעקבותיו צפויים להתקיים מספר דיונים נוספים. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%, ולפיכך בכוונת השותפות למצות את ההליכים המנהליים והמשפטיים העומדים לרשותה.

7.21.8 שנת המס 2018

(א) לפרטים בדבר החלטת השותפות לפעול לגבי שנת המס 2018 באופן דומה לאופן בו פעלה השותפות בשנת המס 2017 (על פי הסדר 2017), וכן בדבר אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2018 ותשלומים שביצעה השותפות בקשר לכך ביום 14.1.2019, ראו דוחות מיידים מהימים 24.12.2018 ו- 31.12.2018 (מס' אסמכתאות: 2018-01-117988 ו- 2018-01-120982, בהתאמה), אשר המידע הכלול בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ב) ביום 18.2.2020 התקבלה תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות לשנת המס 2018 (להלן בסעיף זה: "**מחזיק זכאי**"). מודגש ומובהר בזאת, כדלקמן:

1. בעלי יחידות השותפות של השותפות יהיו רשאים (אך לא חייבים) לכלול בדוחות המס שלהם לשנת 2018, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, לרבות מס שנוכה במסגרת התשלומים שביצעה השותפות ביום 14.1.2019 בגין שנת המס 2018, בגין יחידות ההשתתפות שהוחזקו על ידם בתום יום 31.12.2018, וזאת על פי תעודת המס הזמנית.
2. התעודה הזמנית תאפשר למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיק זכאי" ושיש להם הפסדים לצורכי מס או פטור ממס בשנת המס 2018, לקבל החזרי מס בגין המס ששולם על ידי השותפות ויוחס להם. בנוסף, התעודה הזמנית תאפשר למחזיק זכאי לקזז הפסד שנוצר בידו עד וכולל לשנת המס 2017 כנגד רווח הון נדחה בעסק.
3. בהתאם להסכמות עם רשות המסים, מדובר בתעודת מס זמנית בלבד ותעודת המס הסופית לשנת המס 2018 תופק רק בגמר ביקורת רשות המיסים. התחשבות המס הסופית של כל "מחזיק זכאי", לרבות קביעת שיעור החזקת יחידים וחבר בני אדם בשותפות, תיעשה על-פי השומה הסופית של השותפות והתעודה הסופית לצורך חישוב המס של "מחזיק זכאי", אשר ייתכן ותהיה שונה באופן מהותי מתעודת המס הזמנית.
4. בעלי היחידות אשר יפעלו בהתאם לפסקה 1. לעיל, יידרשו לתקן את דוחותיהם בהתאם לתעודת המס הסופית שתפורסם על-ידי השותפות. במקרה כזה, סכום

ההחזר או התשלום לו זכאי או חייב המחזיק הזכאי עלול לקטון או לגדול כפועל יוצא מהאמור לעיל ובהתאם, מחזיקי יחידות עשויים אף להידרש להשיב לרשות המסים סכומים שהתקבלו על-ידם בהתבסס על התעודה הזמנית.

5. בטבלה להלן מפורטים הנתונים שצוינו בתעודת המס הזמנית לצורך חישוב הרווח (הניכוי) למחזיק זכאי ביחידת השתתפות אחת בת 1 ש"ח ע.ג. (בש"ח) בשנת 2018 :

זיכוי ממס זר ששולם בחו"ל על הכנסות מריבית מחו"ל	מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם חבר בני אדם	מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם יחידים	הכנסות דיבידנד שהתקבלו מחבר בני אדם תושב ישראל	ריבית מניירות ערך סחירים		הפסד הון מניירות ערך סחירים בחו"ל	רווח הון נדחה בעסק ¹⁵⁶	הכנסה חייבת מעסק לצורכי מס
0.0000314	0.0984108	0.1112019	0.0491379	ישראל	בחו"ל	(0.0126482)	0.0491379	0.3759719
				0.0006408	0.0127708			

6. לפרטים נוספים ראו תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות של השותפות לשנת 2018 אשר צורפה לדוח המידי של השותפות מיום 19.2.2020 (מס' אסמכתא : 2020-01-017376), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

7.21.9 שנת המס 2019

לפרטים בדבר החלטת השותפות לפעול לגבי שנת המס 2019 באופן דומה לאופן בו פעלה השותפות בשנות המס 2017 ו- 2018, וכן בדבר אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2019 ותשלומים שביצעה השותפות בקשר לכך ביום 9.1.2019, ראו דוחות מיידים מהימים 23.12.2019 ו- 24.12.2019 (מס' אסמכתאות : 2019-01-112650 ו- 2019-01-113175, בהתאמה), אשר המידע הכלול בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

על-פי דוח המס שהגישה השותפות, אשר כפוף לביקורת רשות המסים, עומדת ההכנסה החייבת לצורכי מס על כ- 573.6 מיליון ש"ח. יצוין כי, השותפות פועלת להוצאת תעודת מס זמנית.

7.21.10 שנת המס 2020

לפרטים בדבר החלטת השותפות לפעול לגבי שנת המס 2020 באופן דומה לאופן בו פעלה השותפות בשנות המס 2017 עד 2019, וכן בדבר אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2020 ותשלומים שביצעה השותפות בקשר לכך ביום 20.1.2021, ראו דוח מידי של השותפות מיום 27.12.2020 (מס' אסמכתא : 2020-01-140187), אשר המידע הכלול בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

¹⁵⁶ על-פי החלטת המיסוי שהתקבלה ביום 20.7.2017 בעניין מכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקת תמר ודלית הוסכם כי מחזיק זכאי יוכל לקזז את רווח ההון הנדחה בעסק אך ורק כנגד הפסד שנוצר בידו עד וכולל לשנת המס 2017. לפרטים נוספים ראו ביאור 10א20 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

במסגרת עריכת הדוחות הכספיים של השותפות עם סיום הביקורת, עודכן אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לשנת המס 2020, בהתבסס, בין היתר, על הערכות השותף הכללי, הנחות וחוות דעת מיסויות שונות, לסך כולל של כ- 594 מיליון ש"ח.

נכון למועד אישור הדוח, עדכון אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לשנת המס 2020, בהתבסס על הערות, הנחות וחוות דעת מיסויות שונות, לסך של כ- 594 מיליון ש"ח.

7.21.11 יובהר ויודגש: ביחס לכל אחת משנות המס 2016 ואילך, לגביהן טרם הסתיימה הביקורת של רשות המסים לדוחות המס של השותפות, יתכן ויתברר לאחר השלמת ביקורת רשות המסים שקיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה מתשלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות לשלם לרשות המסים, על חשבון המחזיקים, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לחישוב המס לפי סעיף 19. בדומה לכך, במקרה שיתברר בעתיד כי שולמו על ידי השותפות מקדמות בסכומים העולים על הסכומים הנדרשים בהתאם לחוק, תוחזר היתרה לשותפות.

לפרטים אודות פניית השותפות לבית המשפט בקשר עם יישום סעיף 19, ראו סעיף 7.21.3(ג) לעיל.

לאור האמור, מודגש כי כל עוד לא יוכרע כיצד על השותפות לפעול במקרים הנ"ל, תיוותר אי-בהירות הן בגין תקופת העבר (שנות המס 2015 ו-2016) והן בגין הפרשי שומות שדבר קיומם והיקפם (אם בכלל) יתבררו רק בעתיד.

7.21.12 עוד יצוין, כי תוקפן של תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988 חל עד ליום 30.6.2015, אשר נכון למועד דוח זה טרם הוארך תוקפן. יצוין כי, ביום 12.10.2020 פורסמה להערות ציבור טיוטת תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) (תיקון), התשפ"א-2020 להערות הציבור, כמפורט בסעיף 7.21.2 לעיל.

ראוי כי כל מחזיק יבחן, באמצעות יועצים מקצועיים, את מצבו המיסוי ואת הצורך בהיערכות בהתאם להמלצות יועציו המקצועיים כאמור. השותפות אינה אחראית ולא תישא בכל אחריות בקשר עם דוחותיהם של בעלי היחידות ו/או תיקונם ו/או השלכות תיקונם.

7.21.13 יובהר כי סוגיות המס הייחודיות, לרבות ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, וקיים קושי לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, קיים קושי לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. לפרטים נוספים ראו ביאור 20 בדוחות הכספיים (פרק ג' 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 בציוד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא.

כפיפות השותפות להוראות הדין ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בנושאים סביבתיים

(א) חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזלים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשנייה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה לפי הוראות הממונה על ענייני הנפט.

(ב) כמו כן, פעילותה של השותפות באמצעות המפעילה 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 (להלן: "**חוק מניעת זיהום הים**") 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 (להלן: "**חוק אוויר נקי**") 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.

(ג) 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 הפרויקטים בהם שותפה השותפות. בעת ביצוע חיפוש, קידוח ו/או במסגרת פעילות הפקה של נפט וגז טבעי רוכשת השותפות באופן עצמאי ו/או באמצעות המפעילה, בהתאם להנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט (ראו סעיף 7.23.4(א) להלן), ביטוח לכיסוי נזקים להוצאות ניקוי של הסביבה, פינוי הריסות ונזקים לגוף ו/או לרכוש של צדדים שלישיים הנובעים מהתפרצות תאונתית, פתאומית בלתי צפויה ובלתי מבוקרת של נפט ו/או גז טבעי. השותפות אינה עורכת ביטוח לנזקי זיהום שאינם תאונתיים ונובעים מתהליך הדרגתי ומתמשך. בהקשר לכך, תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפוש נפט והפקתו בים), התשע"ז-2016 (אשר ביטלו את התקנות משנת 2006) כוללות 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.

(ד) 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.

(ה) בנוסף להוראות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, בפעילותה עשויה השותפות במישרין או בעקיפין להיות כפופה להוראות סביבתיות של רשויות נוספות שעשויות

להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ממשלתיים אחרים, לרבות רשות מקרקעי ישראל.

(ו) כמו כן, באישורי ההפעלה של פלטפורמות לוויין ותמר נקבעה חובת בעל החזקה לפעול בנושאי הגנת הסביבה לפי הדין והוראות והיתרים שינתנו לפי כל דין, וכן נקבעו הוראות בנוגע להזרמה לים, פליטות לאוויר וכיוצ"ב. עוד נקבע באישורי ההפעלה האמורים כי בעניינים שאין לגביהם הוראות בחקיקה הישראלית יחולו בכפוף לדין תקנים אמריקאים ביחס לנושאי בטיחות והגנה על הסביבה וכן ההוראות המפורטות בחלק מנספחי אמנת MARPOL (האמנה הבינלאומית למניעת זיהום ים מאניות), אשר חלות או יחולו לגבי אסדות (ניידות) או אסדות קבועות.

7.22.3 אירועים בקשר עם איכות הסביבה

בהתאם למידע שנמסר לשותפות על ידי המפעילה, בשנת 2020 לא היה אירוע או עניין הקשור בפעילות השותפות בקשר עם איכות הסביבה אשר הייתה לו השפעה מהותית על השותפות. לפרטים אודות הליכים משפטיים או מנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה, ראו סעיף 7.22.6 להלן.

7.22.4 מדיניות ניהול סיכונים סביבתיים

המפעילה של הפריקטים 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 התפעולי, 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 System). כמו כן, מבצעת המפעילה בדיקות נאותות על-ידי צד שלישי, וזאת בנוסף לביקורות שוטפות שעורך משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה במתקני ההפקה. המפעילה מקיימת פעילות שוטפת בנושאי איכות סביבה, בטיחות וגהות להגברת המודעות, הידע והמוכנות, לרבות אימונים והכשרות של צוותי המפעילה. השותפות פועלת לקבלת עדכונים תקופתיים ונקודתיים, על פי הצורך, בדבר פעילות המפעילה כאמור לעיל. עוד יצוין כי, על אף שלמפעילה עמדה שונה ביחס לפרשנות המשפטית לגבי תחולת הדינים הישראליים, והסביבתיים בפרט, על פעילותה בים מחוץ למים הטריטוריאליים (ובכלל זאת פעילותה בשטח המים הכלכליים) מזו שאומצה במסגרת חוות הדעת המוזכרת בסעיף 7.23.5(ג) להלן, בנוסף לאמור לעיל, פועלת המפעילה לקבלת כל ההיתרים מכח הרגולציה הסביבתית הנדרשים לכל אחד מהאתרים אותם היא מפעילה בהתאם לעניין, לרבות רישיון עסק מכוח חוק רישוי עסקים, התשכ"ח-1968, היתר רעלים מכוח חוק החומרים המסוכנים, התשנ"ג-1993, היתר הזרמה לים מכוח חוק מניעת זיהום הים ממקורות יבשתיים, התשמ"ח-1988 והיתר פליטה מכוח חוק אוויר נקי.

בהקשר זה יצוין, כי ביום 6.11.2019 קיבלה המפעילה היתר פליטה לאוויר לאסדת לוויין, אשר תוקפו קבוע בחוק לתקופה של 7 שנים, עד לשנת 2026 (להלן: "היתר הפליטה של לוויין"). היתר הפליטה כולל, בין היתר, ערכי פליטה מירביים עבור מקורות פליטה באסדת לוויין, וכן

הוראות ביחס ליישום הטכנולוגיה המיטבית הזמינה, ניטור, דיגום, בקרה ודיווח למשרד להגנת הסביבה.

כמו כן, במהלך שנת 2019 התקבלו אצל המפעילה בפרויקט לויתן רישיון עסק, היתר הזרמה לים, והיתר רעלים ראשוניים לאסדת לויתן ותוקפם מוארך מפעם לפעם בהתאם לנדרש בחוק. כן נתקבלו ממוארך תוקפם באופן דומה של רישיון עסק והיתר רעלים לאתר חגית.

ביום 31.8.2020 פרסם המשרד להגנת הסביבה היתר פליטה לאסדת תמר, שתוקפו לתקופה של 7 שנים. עם זאת, נוסח ההיתר הסופי שניתן כולל שינויים מהותיים ביחס לטיטה שפורסמה לציבור, וזאת, לטענת המפעילה בפרויקט תמר, מבלי שניתנה הזדמנות להעביר הערות לגבי השינויים כאמור. בעקבות פרסום ההיתר, פנתה המפעילה בפרויקט תמר למשרד להגנת הסביבה בנוגע לפגמים שנפלו לטענתה בהליך גיבוש ההיתר והבעיות הטכניות אשר עולות מנוסחו הסופי. המפעילה בפרויקט תמר עדכנה את השותפות על כך שביום 30.12.2020 הגישה בקשה לשינוי ההיתר, בהתאם להוראות חוק אוויר נקי והתייחסות נוספת במסגרתה נכללת עמדת המפעילה בדבר שמירת זכויותיה בנושא.

מתקן הקבלה באשדוד פועל על-פי היתר פליטה שניתן לתקופה של 7 שנים החל מיום 10.12.2014 (להלן: "**היתר הפליטה ל-AOT**"). על-פי המידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, בעקבות דרישת המשרד להגנת הסביבה, הגישה המפעילה בחודש מאי 2019 בקשה לעדכון היתר הפליטה ל-AOT. ביום 30.10.2020 פרסם המשרד להגנת הסביבה להערות הציבור, טיוטת עדכון להיתר הפליטה ל-AOT, במטרה להסדיר את כלל הפעילות המתקיימת במתקן הקבלה, ובהמשך לכך ביום 16.12.2020 ניתן היתר פליטה מעודכן ל-AOT. יצוין כי, בהתבסס על מידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, הדרישה לעדכון היתר הפליטה ל-AOT ניתנה אגב שימוע שנערך על-ידי המשרד להגנת הסביבה למפעילה בגין אי עמידה לכאורה בהוראות היתר הפליטה ל-AOT, המהוות, לטענת המשרד להגנת הסביבה, הפרה של חוק אוויר נקי. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, לאחר שהמפעילה הציגה טענות בעניין זה בפני המשרד להגנת הסביבה, לא ננקטו צעדי אכיפה נוספים. במקביל, הוגשה על ידי המפעילה בקשה לחידוש היתר הפליטה של המתקן, שתוקפו צפוי לפוג במהלך חודש דצמבר 2021.

7.22.5 עלויות והשקעות סביבתיות

העלויות הצפויות של פעולות הקשורות לשמירה על איכות הסביבה כלולות בתקציבי הפרויקטים השונים ומתעדכנות מעת לעת בהתאם לתוכניות העבודה המאושרות. נכון למועד אישור הדוח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות.

ביום 31.3.2019 הושלמה התקנת מערכת ייעודית לצמצום פליטות לאוויר מפלטפורמת תמר, בתקציב של כ- 40 מיליון דולר (100%), המפחיתה פליטה של מזהמים שונים ביותר מ- 98%, בערכים שעולים על התחייבות המפעילה למשרד להגנת הסביבה.

7.22.6 הליכים משפטיים או מנהליים מהותיים בקשר עם איכות הסביבה

נכון למועד אישור 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, אשר צפויה להיות לו השפעה מהותית על השותפות.

א. ביום 28.8.2019 עתרה עמותת שומרי הבית (להלן בסעיף זה: "**העותרת**") לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד המשרד להגנת הסביבה ובעלי תפקידים בו ונגד נובל ומשרד האנרגיה, בה ביקשה להורות למשרד להגנת הסביבה ולבעלי תפקידים בו לחייב את נובל או את משרד האנרגיה להמציא פרטי מידע שונים הדרושים, לטענת העותרת, לצורך קבלת החלטה בבקשת היתר הפליטה של לווייתן; לפרסם את מלוא המידע לציבור ולהקצות פרק זמן של 45 ימים לצורך הגשת הערות; ולהימנע ממתן היתר פליטה לאסדה עד לבירור העתירה. בד בבד עם העתירה הוגשה בקשה למתן צו ארעי וצו ביניים המכוונים למנוע את מתן היתר הפליטה של לווייתן עד לבירור העתירה. ביום 5.9.2019 נדחתה הבקשה למתן צו ארעי וצו ביניים. ביום 19.12.2019 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את העתירה, והמחייב את העותרת בהוצאות המשיבים בסכום כולל של 60 אלפי ש"ח. ביום 3.2.2020 ערערה העותרת לבית המשפט העליון על פסק דינו של בית המשפט המחוזי כאמור. בית המשפט העליון קבע את הערעור לדיון ביום 20.10.2021, ביום 26.10.2020 הגישה העותרת את סיכומי טענותיה וביום 1.3.2021 נובל הגישה סיכומים מטעמה. נכון למועד אישור הדוח, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

ב. ביום 21.11.2019 הומצאה לנובל עתירה שהוגשה על-ידי מועצה מקומית זכרון יעקב, צלול – עמותת לאיכות הסביבה, מועצה מקומית ג'סר א-זרקא, מועצה אזורית מגידו, מועצה מקומית פרדס חנה-כרכור ומועצה אזורית עמק חפר (להלן בסעיף זה: "**העתירה**" ו- "**העותרים**"), בהתאמה) נגד ראש אגף איכות אוויר במשרד להגנת הסביבה ונגד נובל (להלן בסעיף זה: "**המשיבים**") לבית המשפט המחוזי בירושלים. בעתירה התבקש בית המשפט להורות על בטלות היתר הפליטה של לווייתן ולקבוע כי לא תתקיים באסדת לווייתן פעילות הכרוכה בפליטת גזים. לחלופין, התבקש בית המשפט לקבוע כי אישור תכנית ההרצה של האסדה תבוטל. כן התבקש צו-ביניים למניעת פעילות באסדה הדורשת היתר פליטה. ביום 17.12.2019 החליט בית המשפט על מתן צו ארעי ולפיו עד להחלטה אחרת יימנעו המשיבים מלקיים באסדת לווייתן פעילות הכרוכה בפליטת גזים וכי היתר הפליטה יוקפא (להלן בסעיף זה: "**הצו הארעי**"). ביום 19.12.2019, התקבלה החלטת בית המשפט בדבר ביטול הצו הארעי ודחיית הבקשה לצו ביניים. ביום 5.1.2020 התקיים דיון מקדמי בעתירה. ביום 15.3.2020 ניתן פסק דינו של בית המשפט הדוחה את העתירה. ביום 22.6.2020 הוגש ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון (להלן בסעיף זה: "**הערעור**"). בערעור מבוקש לתקן את היתר הפליטה ולהורות שניטור המזהמים הנפלטים מהאסדה לא יבוצע על-ידי נובל או גורם שעמו היא התקשרה, אלא על ידי ראש אגף איכות אוויר במשרד להגנת הסביבה או גורם שהוא יבחר; וכן לתקן את היתר הפליטה כך שמלוא ההוראות הנוגעות לתחזוקה, ניהול הסביבת, איכות הסביבה ואיתור וטיפול בדליפות ייקבעו בהיתר הפליטה עצמו ולא בתכנית חיצונית. דיון בערעור נקבע ליום 30.6.2021. בחודש נובמבר 2020 הגישו העותרים בקשה להקדמת הדיון והדיון נקבע ליום 5.4.2021. נכון למועד אישור הדוח, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

ג. ביום 19.1.2020 עתרה עמותת שומרי הבית (להלן בסעיף זה: "העותרת") לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד המשרד להגנת הסביבה ונובל אינק, בה ביקשה להורות למשרד להגנת הסביבה לפרסם החלטה מנומקת לבקשת נובל אינק לראות במידע על אודות זרם בארות מאגר לווייתן ככזה המכיל מידע העולה לכדי סוד מסחרי. לטענת העותרת, אי פרסום החלטה מנומקת מהווה הפרה של הוראות חוק אוויר נקי על ידי המשרד להגנת הסביבה. בנוסף נטען כי המשרד להגנת הסביבה הפר את הנהלים הפנימיים שלו העוסקים בבחינה של בקשות להכרה בסוד מסחרי. ביום 3.6.2020 נובל השיבה לעתירה וטענה כי מאחר שהעתירה אינה מבקשת סעד של פרסום מידע כלשהו או סעד אחר מנובל, הרי שנובל מותירה את ההכרעה בעתירה לשיקול דעת בית המשפט. לצד זאת, נטען כי המשרד להגנת הסביבה לא הפר את חוק אוויר נקי או את נהלים הפנימיים. ביום 17.6.2020 המשרד להגנת הסביבה הגיש את תשובתו לעתירה בה נטען כי על בית המשפט לדחות את העתירה מאחר שלא הפר את חוק אוויר נקי או את נהלים הפנימיים. דיון מוקדם בעתירה נקבע ליום 23.5.2021. נכון למועד אישור הדוח, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

ד. ביום 27.4.2020 קיבלה נובל הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי בגין הפרות נטענות של חוק מניעת זיהום הים, והיתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לווייתן, כאשר חלק מההפרות הנטענות הינן ביחס לתקופת ההרצה. ביום 26.7.2020 הגישה נובל טיעונים בכתב במענה להודעה האמורה, וביום 12.11.2020 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה, לפיה הוחלט לבטל שניים מתוך ארבעת העיצומים שהמשרד התכוון להטיל, וכן להפחית באופן חלקי את סכום שני העיצומים הנותרים. תשלום בגין עיצום זה הועבר למשרד להגנת הסביבה ביום 11.12.2020.

ה. ביום 20.5.2020 קיבלה נובל הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי, בגין הפרות נטענות של היתר הפליטה שניתן לאסדת לווייתן וכן של חוק אוויר נקי, והוראת הממונה שניתנה מכוחו בקשר למערכות הניטור הרציף באסדת לווייתן. נובל מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998 (להלן: "חוק חופש המידע"), העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעה כאמור וכי המשרד להגנת הסביבה אישר לדחות את מועד הגשת טיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל- 30 יום לאחר קבלת המידע. נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן להעריך את הסיכוי לקבלת הפחתות נוספות לסכום העיצום או את יכולתה של נובל להביא לביטול של חלק מרכיבי העיצום לגופם.

ביום 1.7.2020 קיבלה נובל הודעה נוספת מהמשרד להגנת הסביבה אודות כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי, בגין הפרות נטענות של תנאי היתר הפליטה של אסדת לווייתן וכן של הוראות חוק אוויר נקי, וזאת ביחס להפעלת לפידים על פלטפורמת ההפקה. ביום 16.8.2020 הגישה נובל למשרד להגנת הסביבה את טענותיה בהתייחס לעיצום זה. ביום 13.12.2020 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה לפיה הוחלט לאחד חלק מהעיצומים שהמשרד להגנת הסביבה התכוון להטיל ולבטל חלק, כך שיוטלו 4 עיצומים על נובל, וכן להפחית באופן חלקי את סכום אחד העיצומים. תשלום בגין עיצומים אלה הועברו למשרד להגנת הסביבה ביום 12.1.2021. ביום 28.1.2021 התקבלה החלטה נוספת

של המשרד להגנת הסביבה לפיה הוא מבטל עיצום כספי אחד שהוטל במסגרת החלטתו לעיל, ובד בבד הודיע כי בכוונתו להטיל עיצום כספי זה, תוך מתן אפשרות לנובל להשלים את טענותיה ביחס אליו עד ליום 28.2.2021. עם זאת, נובל מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעת העיצום כאמור, ובמקביל בקשת ארכה להגשת טיעוניה תוך 30 יום ממועד קבלת המידע המבוקש. נכון למועד זה, טרם נענו בקשת חופש המידע ובקשת הארכה, ולכן ביום 7.3.2021 הגישה נובל את טיעוניה.

ו. ביום 19.1.2021 קיבלה נובל מהמשרד להגנת הסביבה התראה וזימון לשימוע בנוגע להפרה לכאורה של היתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לויתן, ביחס לאמות המידה לשפכי המערכות הפתוחות שנקבעו בהיתר. ביום 28.2.2021 נובל שלחה למשרד להגנת הסביבה מכתב טענות במענה להתראה ולזימון לשימוע. השימוע במשרד להגנת הסביבה נקבע ליום 22.3.2021.

ז. ביום 15.12.2020 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב בקשה לאישור תובענה ייצוגית על ידי תושב אזור חוף דור בשם "כל מי שנחשף לזיהום האוויר, הים והסביבה החופית בשל פליטות אסורות מאסדת הגז שמפעילות המשיבות בים, הממוקמת מול חוף דור, ומטפלת במאגר הגז הטבעי 'לויתן', בתקופה שממועד התחלת פעילות האסדה בחודש דצמבר 2019 ועד למתן פסק דין בתביעה" (להלן בסעיף זה: **"המבקש"** ו- **"חברי הקבוצה"**). בקשת האישור הוגשה נגד נובל ושברון (להלן בסעיף זה: **"המשיבות"**). בתמצית, בבקשת האישור נטען כי המשיבות חשפו את חברי הקבוצה לזיהום אוויר, ים וסביבה בשל פליטות אסורות שמקורן באסדת מאגר לויתן. חשיפה זו, לטענת המבקש, יצרה נזקים בריאותיים שונים (שלא פורטו בבקשת האישור) ונזק של פגיעה באוטונומיה בשל חשש לפגיעה בריאותית כאמור. הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הוא פיצוי הקבוצה על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך בכ- 50 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש לסעד של מתן צו המורה למשיבות למלא לאלתר את החובות המוטלות עליהן בחוק אוויר נקי והתקנות שהוצאו מכוחו. דיון קדם משפט קבוע ליום 19.1.2022. נכון למועד אישור הדוח, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי ההליך להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

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 סביבית 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 הרישיון.

7.22.8 עוד יצוין, כי צינור EMG והפעלתו, המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש, כפופים הן לרגולציה ישראלית והן לרגולציה

מצרית.

7.22.9 נכון למועד אישור הדוח ובהתאם למידע שנמסר לשותפות על ידי המפעילה, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות, אשר עשויה להיות לה השפעה מהותית על השותפות.

7.23 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

7.23.1 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"¹⁵⁷ 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 התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 (להלן: "**חוק התחרות הכלכלית**")¹⁵⁸ לשותפות, אבנר, רציו ונובל (להלן בסעיף זה: "**הצדדים**") על-ידי ראש הממשלה, בתפקידו כשר הכלכלה, בהתאם להוראות סעיף 52 לחוק התחרות הכלכלית (להלן בסעיף זה: "**הפטור**" או "**הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית**"), הפטור האמור חל ביחס להסדרים כובלים מסוימים שעשויים היו לכאורה להיות מיוחסים לצדדים, כמפורט בהחלטת הממשלה (להלן: "**ההסדרים הכובלים**"). החלטת הממשלה והפטור יקראו לעיל ולהלן: "**מתווה הגז**".

(א) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

1. ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על התחרות 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 1.1.2025.¹⁵⁹
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 התחרות¹⁶⁰.

¹⁵⁷ "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".

¹⁵⁸ ביום 1.1.2019 אושר התיקון לחוק התחרות, שכלל את שינויי שם החוק מ- "חוק ההגבלים העסקיים" ל- "חוק התחרות הכלכלית".

¹⁵⁹ בסמכותו של שר האנרגיה, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030.

¹⁶⁰ בסמכותו של שר האנרגיה, בהתקיים תנאים מסוימים כפי שנקבעו בפטור להאריך את הפטור עד ליום 1.1.2030.

(ב) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בסעיפים 7.23.1(א) 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 לצדדים או מי מהם, שיאושר על-ידי הממונה על ענייני הנפט.¹⁶¹
- ב. מכסת הייצוא המותרת ממאגרי כריש ותנין בהיקף של 47 BCM הוחלפה, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בכריש ובתנין, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לוותן. בהתאם להוראות המתווה הועברו לצד שלישי מלוא הזכויות בחזקות כריש ותנין בחודש דצמבר 2016. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.8.1 לעיל.

2. פרויקט תמר¹⁶²

- א. השותפות ואבנר¹⁶³ תעברנה תוך 72 חודשים ממועד מתן הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית (להלן: "המועד הקובע לתמר") את מלוא זכויותיהן בחזקות תמר ודלית לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם או למי שמחזיק באמצעי שליטה במאגר לוותן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט.¹⁶⁴
- ב. עד המועד הקובע לתמר תעביר נובל לממונה על ענייני הנפט חוזה מכירה מחייב, כך שלאחר מימושו, זכויות נובל בחזקת תמר לא יהיו גבוהות מ-25% והזכויות העודפות יועברו לצד שלישי שאיננו קשור לצדדים או מי מהם, ואינו מחזיק באמצעי שליטה במאגר לוותן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט.¹⁶⁵
- 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

¹⁶¹ כאמור לעיל, ביום 26.12.2016 הושלמה עסקה למכירת כלל זכויות השותפות, אבנר ונובל בחזקות תנין וכריש לאנגריאן ישראל.

¹⁶² 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".

¹⁶³ כאמור לעיל, ביום 17.5.2017 מוזגה אבנר עם ולתוך השותפות, באופן בו כל נכסיה והתחייבויותיה של אבנר עברו As Is לשותפות, ובמועד זה חוסלה אבנר ללא פירוק ונמחקה מרישומי רשם השותפויות.

¹⁶⁴ לשם קיום הוראות המתווה, ביום 20.7.2017 הושלמה עסקה למכירת 9.25% מזכויות השותפות בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום. נכון למועד אישור הדוח, השותפות מחזיקה בשיעור של 13.42% מזכויות ההצבעה בתמר פטרוליום ובשיעור של 22.6% מהזכויות ההוויות בתמר פטרוליום. לשם קיום הוראות המתווה תידרש השותפות למכור עד למועד הקובע בתמר גם את החזקתה כאמור בתמר פטרוליום.

¹⁶⁵ 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 שבעלותה, 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. בהקשר זה יצוין, כי נובל מכרה את מניותיה בתמר פטרוליום ובכך השלימה את חובתה על פי מתווה הגז בעניין זה.

במתווה הגז), אשר יפעל למציאת רוכשים ולקבלת מירב ההצעות למכירת הזכויות המועברות בתמר, והכל בהתאם להוראות המתווה ולהנחיות שיקבל מהממונה על התחרות. 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 בחלוף 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. ביום 2.4.2017 הבהירו שותפי תמר בהודעה ששלחו לשר האנרגיה, לממונה על התקציבים במשרד האוצר ולממונה על התחרות, כי 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.

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. הוראות נוספות בנוגע למחירים

א. כל עוד בעלי הזכויות בחזקות תמר ולוויתן יעמדו בתנאי החלטת הממשלה והפטור לפי חוק התחרות הכלכלית, יומלץ 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 בהתאם להוראות המתווה, לפי המאוחר מבניהם (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).¹⁶⁶

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 (קונבנציונלי או קוגנרציה) העומד בתנאים

¹⁶⁶ מחיר הבסיס המעודכן כפי שחושב על ידי רשות הגז הטבעי בפרסום מיום 14.1.2021 הוא 5.16 דולר ליחידת MMBTU. לפרטים נוספים ראו: https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/decision476/he/ng_price_1_2021.pdf

המפורטים בהחלטת הממשלה מלבד החלופות המפורטות בסעיפים קטנים 1 ו-2 לעיל, גם חלופה הכוללת הצמדה לתעריף ייצור החשמל, על בסיס ממוצע פשוט של המחירים הקבועים בחוזי האספקה, כמפורט בהחלטה.¹⁶⁷

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)4 להלן.

לעניין החלטות מיסוי שניתנו בקשר עם תיקון הסכם תמר-דולפינוס ותיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, ראו סעיפים 7.11.5(א)2 ו- 7.11.5(ב)2 לעיל.

2. הוראות בנוגע לייצוא גז טבעי

א. במסגרת הוראות מתווה הגז נכללו מספר הבהרות ותיקונים בהחלטת ממשלה מס' 442 מיום 23.6.2013 בנוגע לאימוץ עיקרי המלצות הוועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל (דוח ועדת צמח). 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, 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, לרבות תוכנית הפיתוח שאושרה, ופרטים אודות הסדר הגישור במסגרתו הוסכם על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%), ראו סעיפים (ד) ו- 7.9.2 לעיל.

4. מיסוי

במסגרת החלטת הממשלה נרשמה הודעת רשות המיסים, המסדירה סוגיות מיסוי שונות, הנוגעות לפעילות במאגרי תמר ולווייתן. כמו כן, הממשלה החליטה לפעול לקידום תיקונים לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, שמטרתם, בין היתר, סגירת פרוצט מס, הבהרות שונות וכן החלת הליכי שומה וגבייה. בנוסף נקבע, כי מחיר יחידת נפט בהסכם ייצוא ימוסה לפי התקבול בפועל

¹⁶⁷ על פי פרסום רשות הגז הנ"ל מיום 14.1.2021, ממוצע פשוט של מחירים של יצרני חשמל פרטיים קונבנציונאליים הוא 4.7 דולר ארה"ב ליחידת MMBTU, וממוצע פשוט של מחירים של יצרני חשמל פרטיים בקונגרציה הוא 4.7 דולר ארה"ב ליחידת MMBTU.

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 הסכם הייצוא יתחייב להציע את המחיר שנקבע בהסכם הייצוא כאמור ללקוחות חדשים בישראל, באופן ובתנאים שנקבעו במתווה הגז. יצוין כי, אישורי רשות המיסים כאמור נתקבלו על-ידי השותפות ביחס לכלל הסכמי הייצוא בהן התקשרה השותפות (הן במאגר תמר והן במאגר לויתן).

תוכן מקומי

5.

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. יצוין כי נכון למועד אישור הדוח, התחייבות זו בנוגע להשקעה בתוכן מקומי בוצעה במלואה.

קיום סביבה רגולטורית המעודדת השקעות

6.

ממשלת ישראל התחייבה לשמור על יציבות רגולטורית במקטע חיפושי הגז הטבעי והפקתו – בשלוש סוגיות: חלקו המרבי של הציבור ברווחים (Government Take), ייצוא והשינוי המבני שכלול בהחלטת הממשלה, זאת למשך 10 שנים מיום קבלת החלטת הממשלה.

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.

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 אישור הדוח, פועלת השותפות ליישום הוראות מתווה הגז הרלוונטיות לגביה. במסגרת זו, מכרה את החזקותיה בחזקות כריש ותנין כמפורט בסעיף 7.25.13 לעיל, מכרה 9.25% מהחזקותיה בחזקות תמר ודלית

לתמר פטרוליום, והחלה ההזרמה של גז טבעי ממאגר לויתן ביום 31.12.2019. כן ממשיכה ופועלת למכירת יתרת החזקותיה במאגרים תמר ודלית.

7.23.2 הגבלים עסקיים ודיני תחרות כלכלית

(א) ביום 12.10.2000 נתן הממונה על התחרות את אישורו לעסקת מיזוג, במסגרתה רכשה דלק השקעות ונכסים בע"מ¹⁶⁸ (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 התחרות, אם יש בידי התאגיד ממצאים של גז טבעי; האמור בסעיף זה אינו חל על עסקה משותפת בפרויקט ים תטיס.

(ב) פרויקט תמר

1. ביום 28.8.2006 נתן הממונה על התחרות פטור בתנאים מאישור הסדר כובל – לפי סעיף 14 לחוק התחרות הכלכלית – להסכם שעניינו בשיתוף הצדדים לו בזכויות ברישיונות מתן ומיכל, אשר בשטחם נתגלו בשנת 2009 ממצאי הגז הטבעי תמר ודלית, ואשר חלק מהזכויות בהן הועברו מאוחר יותר לנובל. החלטת הממונה על התחרות הותנתה במספר תנאים, שעיקרם:

א. "התאגידים המקומיים" (כהגדרתם בפסקה ג' להלן) לא יחזיקו במשותף, בין לבדם ובין בצד מחזיקים נוספים, בכל זכות גז למעט זכות הנובעת ישירות ובאופן בלעדי מרישיונות מתן ו/או מיכל, אלא באישור מפורש, מראש ובכתב מאת הממונה על התחרות. עד ליום 31.12.2006 יסיימו "התאגידים המקומיים" כל החזקה משותפת בזכויות גז, למעט זכויות הנובעות ישירות ובאופן בלעדי מרישיונות מתן ומיכל, אשר בעת מתן ההחלטה הוחזקו בידיהן במשותף, בין לבדן ובין בצד מחזיקים נוספים, אלא אם כן הותרה להן החזקה משותפת על-ידי הממונה על התחרות במפורש ובכתב.

ב. בכל הסדר, הסכם או הסכמה, בכתב או בעל פה, בנוגע לקביעת מנגנון או אופן קבלת החלטות בין המחזיקים ברישיונות מתן ומיכל בנוגע לשיווק גז טבעי שיופק ברישיונות מתן ומיכל, לא יחזיק אחד "התאגידים המקומיים" לבדו, ישירות או בעקיפין, כל זכות או כוח למנוע מיתר המחזיקים קבלת החלטה או פעולה בעניין שיווק גז טבעי שיופק ברישיונות מתן ומיכל.

ג. לעניין זה, "התאגידים המקומיים" משמעותם – "קבוצת דלק" ו-"ישראלמקו"; "קבוצת דלק" – אבנר ו/או השותפות ו/או כל אדם הקשור אל מי מהן; "ישראלמקו" וכל אדם הקשור בה.

¹⁶⁸ 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.

2. ביום 13.11.2012 קיבלה השותפות מהממונה על התחרות 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 התחרות הכלכלית, 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. בשנת 2012 ניתן לשותפי תמר פטור בתנאים (שהתקיימו) מאישור הסדר כובל בקשר להסכם עם חברת חשמל. במהלך השנים 2012 ו-2015 התקבלו מספר החלטות של הממונה על התחרות בדבר מתן פטור בתנאים מאישור הסדרים כובלים בקשר לארבעה עשר הסכמים לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין צרכני גז פרטיים בהם תקופת האספקה הבסיסית ארוכה מ-7 שנים (להלן: "**החלטות הממונה**"). להלן עיקריהן של החלטות הממונה:

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 (ביחס לחמישה הסכמים למכירת גז טבעי) או התקופה שמיום 1.1.2020 ועד ליום 31.12.2022 (ביחס לתשעה הסכמים למכירת גז טבעי); 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 התחרות.

לעניין תנאי זה, יצוין כי, ביום 24.5.2020 פרסמה הממונה על התחרות, לפי סעיף 14 לחוק התחרות הכלכלית החלטתה בדבר ביטול הדרישה

לקבלת היתר מראש ממערך הפיקוח על התחרות לפני כל התקשרות בהסכם לאספקת גז ממאגר תמר, וקבעה כי חלף זאת, יועברו ההסכמים למשטר הערכה עצמית, קרי נטל בחינת חוקיותם יוטל על שותפי תמר ולקוחותיהם, כאשר הממונה על התחרות תוכל לבחון את ההסכמים בדיעבד ואף לא בסמוך למועד חתימתם, ולנקוט בצעדי אכיפה ככל שיימצא שבוצעו הסדרים שפגעו בתחרות¹⁶⁹.

בעקבות החלטות הממונה על התחרות תוקנו ההסכמים האמורים בהתאם, וכל ההסכמים החדשים שנחתמו על-ידי שותפי תמר נערכו תוך התאמה להחלטות הממונה על התחרות.

4. לפרטים בדבר מחלוקות שהתגלו בין יתר שותפי תמר שאינם מחזיקים בפרויקט לווייתן לבין נובל והשותפות בנוגע, בין היתר, ליכולתן של נובל והשותפות למנוע עריכת תיקונים בהסכם חח"י-תמר, השימוש בזכויות וטו בקשר להחלטות שיווק של הגז המופק ממאגר תמר, ובדבר הסכם איזון שנחתם בין שותפי תמר בנוגע לשיווק בנפרד של הגז, ראו סעיף 7.11.4(א)6. ב לעיל.

תוקפם של הסכמי הפשרה בתמר ולווייתן הותנו, בין היתר, באישורו של צו מוסכם שנחתם על ידי נובל ופורסם להערות הציבור על ידי הממונה על התחרות ביום 31.1.2021 (להלן: "**הצו המוסכם**")¹⁷⁰.

על פי הצו המוסכם, התחייבה נובל לאפשר לכל אחד משותפי תמר למכור את חלקו במאגר תמר בנפרד משאר השותפים, וללא צורך בהסכמה מראש. בכפוף לקיום התחייבויות נובל, ונוכח הסכם הפשרה שנחתם בין שותפי תמר לחברת החשמל, הממונה לא תמשיך את הטיפול ולא תנקוט בצעדי אכיפה נגד מי מקבוצת נובל בגין המעשים המפורטים בתלונות שהגישו שותפי תמר האחרים וחברת החשמל בקשר עם ההסכם שנחתם ביניהם ביום 4.10.2020, כמתואר בסעיף 7.11.4(א)6. ב. 7.11.4(א)6. א לעיל. הצו המוסכם כפוף לאישור בית הדין לתחרות. נכון למועד אישור הדוח טרם התקבל האישור האמור.

5. לפרטים בדבר תביעה ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית שהוגשה בחודש פברואר 2020 לבית המשפט המחוזי בתל אביב על ידי צרכן חשמל, בה נטען, בין היתר, כי השותפות ונובל המחזיקות בבעלות צולבת במאגרי תמר ולווייתן אינן יכולות למנוע משותפי מאגר תמר האחרים להתקשר עם חברת החשמל בהסכם המוזיל את עלות הגז הטבעי שהיא מספקת לחברת החשמל, ראו בסעיף 7.26.5 להלן.

7.23.3 כפיפות הפעילות לחקיקה ספציפית

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:

(א) חוק הנפט (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 בחיפושי 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 יינתן 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), 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, הממונה 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 בחיפושי הנפט את הסכומים שהתחייב

להשקיע, וכל זאת על אף התראה בכתב שנמסרה לבעל זכות הנפט או ההיתר המוקדם 60 יום קודם לכן.

8. הממונה יקיים ספר נפט שיהא פתוח לעיון הרבים (להלן: "**ספר הנפט**"). בספר הנפט יירשמו כל בקשה לזכות נפט, הענקתה, הארכתה, שינויה או פקיעתה וכן העברתה או שעבודה 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 רישיונות, ולא יהיו לו רישיונות על שטח כולל העולה על ארבעה מיליון דונם, אלא באישורה המוקדם של מועצת הנפט.
10. היתר מוקדם, רשיון וחזקה הם אישיים ואינם ניתנים, לא הם ולא כל טובת הנאה בהם, לשעבוד או להעברה בכל דרך שהיא - פרט להורשה - אלא ברשות הממונה; ולא ירשה הממונה שעבוד או העברה של רשיון או של חזקה אלא לאחר התייעצות עם המועצה.
11. בעל חזקה רשאי לבנות קווי צינור להעברת נפט ומוצרי נפט. לא יבנה בעל חזקה צינור נפט, פרט לצינורות איסוף המובילים אל מיכלים שבתחומי בארות שטח החזקה או בסביבתו, אלא לפי קו שאשר הממונה. בניית צינור נפט תהיה לפי תרשימים מפורטים בהתאם לחוק; התרשימים יהיו טעונים תחילה אישורו של הממונה, והוא לא ימנע את אישורו אלא מטעמים המתקבלים על הדעת.

(ב) תקנות הנפט, התשי"ג-1953 (להלן: "תקנות הנפט")

תקנות הנפט עוסקות, בין היתר, בהיתרים מוקדמים וזכויות קדימה, ברישיונות ובחזקות (להלן ביחד: "**הזכויות**") וקובעות את אופן הגשת בקשות לקבלת זכויות, הגשת דוחות, אגרות שיש לשלם, תנאים לגבי צורת השטח, הוראות בעניין מתן זכויות בדרך של תחרות והוראות בעניין תשלומי תמלוגים בהתאם לחוק הנפט.

(ג) 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 יתוארו 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 חיפושי 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. לענין 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 הפיננסית¹⁷¹ 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.

(ד) חוק משק הגז הטבעי

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 LNG (להלן: "רשיון גז"");
- הקמה והפעלה של מתקן אחסון;
- הקמה והפעלה של צינור ייצוא של מי שאינו בעל חזקה.

2. רישיון הולכה יינתן רק לחברה שהתאגדה בישראל לפי חוק החברות.
3. לא יעסקו במכר ושיווק של גז טבעי בעל רישיון הולכה, ספק חשמל, או מי שהוא בעל שליטה או בעל זיקה בהם.
4. העיסוק במכר ובשיווק של גז טבעי אינו טעון רישיון 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 רישיון.
5. ביקש אדם לקבל יותר מרישיון 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 שתקבע ברישיון ובכפוף להוראות חוק משק הגז הטבעי.
7. רישיון אחסון ורישיון 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 רישיון אחסון או רישיון מתקן גט"ן יינתן, בלא מכרז או הליך פומבי כאמור, לבעל רישיון 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, רישיון לאחסון גז שלא הופק על-ידו במאגר שבשטח החזקה; תקופת הרישיון 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 רישיון אחסון ויחולו עליו ההוראות לפי חוק משק הגז הטבעי.
8. נקבעו הגבלות על עיסוק נוסף של בעל רישיון אולם השר בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי רשאי לתת לבעל רישיון היתר לעסוק בעיסוקים נוספים, בתנאים שנקבעו בחוק משק הגז הטבעי.
9. תקופת רישיון לא תעלה על 30 שנים, ואין להאריכה, אולם אין בהוראה זו כדי למנוע מבעל הרישיון להשתתף במכרז שייערך למתן הרישיון החדש. על אף האמור לעיל, רשאי השר שלא להגביל בזמן רישיון חלוקה, ואם הגבילו בזמן רשאי הוא להאריך את תקופת תוקפו או לבטל את הגבלת הזמן ולהתנות ברישיון תנאים לגבי כל החלטה

כאמור.

10. השר, בהתייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי, רשאי לקבוע ברישיון תנאים להבטחת מטרותיו של חוק משק הגז הטבעי ולקיום הוראות לפיו, לרבות תנאים שיש לקיימם לפני תחילת הפעילות נושא הרישיון. כמו כן, השר, בהסכמת שר האוצר ובהתייעצות עם המועצה, רשאי לשנות, להוסיף או לגרוע תנאים של רישיון, אם קיים צורך חיוני בכך לשם הגשמת מטרותיו של חוק משק הגז הטבעי או לשם קיום אמנה בין-לאומית הנוגעת לעניין, שישראל צד לה, ובהתחשב בשינויים טכנולוגיים, משקיים וסביבתיים שחלו מאז שניתן הרישיון, ולאחר שניתנה הזדמנות לבעל הרישיון להשמיע את טענותיו.
11. השר, בהסכמת שר האוצר, רשאי לקבוע ברישיון שניתן על-פי מכרז חובת תשלום תמלוגים או דמי רישיון 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 רישיון שרישיונו לא ניתן על-פי מכרז.
12. מנהל רשות הגז הטבעי, בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי ובאישור השר, ולאחר שנתן לבעל הרישיון הזדמנות להשמיע את טענותיו, רשאי לבטל בכל עת רישיון, אם התקיים אחד מהתנאים הבאים: (א) בעל הרישיון לא גילה לוועדת המכרזים או לשר מידע מהותי שנדרש לגלותו בקשר להשתתפות במכרז או לבקשת הרישיון, או שמסר מידע לא נכון; (ב) בבעל הרישיון התקיים סייג מן הסייגים לקבלת הרישיון או חדל להתקיים בו תנאי מתנאי הכשירות הנדרשים, והדבר לא תוקן בתוך תקופה שהמנהל קבע בהודעה ששלח לבעל הרישיון; (ג) ניתן צו לפירוקו של בעל הרישיון או שמונה לו כונס נכסים והצו או המינוי לא בוטל בתוך תקופה שהמנהל קבע בהודעה ששלח לבעל הרישיון; (ד) בעל הרישיון לא קיים הוראה לתיקון ליקויים או הפר תקנה מהותית ברישיון וההפרה לא תוקנה בתוך התקופה שקבע המנהל או הממונה או שאינה ניתנת לתיקון; (ה) בעל הרישיון הפר, הפרה נמשכת, הוראה לפי חוק זה או ברישיון או תנאי ברישיון וההפרה לא תוקנה כאמור בסעיף (ד) לעיל; (ו) התקיימה עילה אחרת שנקבעה ברישיון כעילה לביטולו.
13. רישיון או כל חלק ממנו אינו ניתן להעברה, לשעבוד או לעיקול בכל דרך שהיא. מתקני גז של בעל הרישיון וכן נכסים שנקבעו ברישיון כדרושים לביצוע הפעילות לפי הוראות הרישיון, אינם ניתנים להעברה, לשעבוד או לעיקול, בכל דרך שהיא, אלא באישור המנהל בכתב ומראש, ובתנאים שיקבע. פעולה שנעשתה בניגוד להוראות סעיף זה בטלה.
14. ערבויות והתחייבויות שהמציא בעל רישיון או בעל שליטה בו וכספים

שהתקבלו ממימושן, אינם ניתנים לעיקול או לשעבוד.

15. לא ירכוש אדם ולא יחזיק שליטה או אמצעי שליטה בבעל רישיון, וכן המחזיק שליטה או אמצעי שליטה בבעל רישיון לא יעבירם לאחר. לרוב, לצורך העברה או רכישה כאמור נדרש אישור השר לאחר התייעצות והסכמת המועצה.

16. בעל רישיון 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.

17. תעריפים שיגבה בעל רישיון, וכל עדכון שלהם, ייקבעו בידי המועצה לענייני משק הגז הטבעי, בהתאם לכללים שייקבעו ברישיון, ולעניין פעילות שהרישיון 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 בעניין הרמה, הטיב והאיכות של השירותים שעל בעל רישיון לתת לצרכניו, ולהבטחתם ברציפות במשך תקופת הרישיון.

18. 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.

19. השר, בהתייעצות עם המועצה, רשאי לתת לתאגיד, בלא מכרז, רישיון 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.

(ה) 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 המסמך את שר האנרגיה, באישור הממשלה, להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי ולהתקין תקנות שיחולו על הפעלת משק הגז הטבעי בשעת חירום.

2. התקנות לשעת חירום 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 לפחות שתי מערכות הולכה נפרדות כנהוג במשק הישראלי כיום:

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 המרבית 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 המשנה לעיל.

2. הכמות הנוותרת תחולק בין צרכנים יצרני חשמל (צרכנים של ספק גז שבכשל שהם יצרני חשמל בגז טבעי בהספק

העולה על 45 מגה וואט) לבין צרכנים שאינם יצרני חשמל, באופן יחסי לפי ממוצע הצריכה היומי המצטבר של כל אחד מסוגי הצרכנים האמורים בחודש המקביל בשנה הקלנדרית הקודמת.

3. הכמות שתחולק לצרכנים שאינם יצרני חשמל (מתוך הכמות שהוקצתה לצרכנים שאינם יצרני חשמל כאמור לעיל), תיקבע בהתאם לחלקם בקיבולת השעתית המוזמנת לכל אחד מהם לפי הסכם ההולכה שחתמו עם בעל רישיון ההולכה לבין כל הקיבולת השעתית המוזמנת לאותם צרכנים לפי הסכם ההולכה שחתמו עם בעל רישיון ההולכה.

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 מחוייבים 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 המרבית 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, תשוריינ לצרכני חלוקה ;

כמות מרבית שעולה על התוצאה המתקבלת מ- 3,600 MMBTU לשעה פחות הכמות שסיפקו ספקי הגז שאינם בכשל לצרכני החלוקה, תוקצה כמות של 3,600 MMBTU לשעה פחות הכמות שסיפקו ספקי הגז שאינם בכשל צרכני 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 שאינם יצרני חשמל באופן יחסי לפי ממוצע הצריכה היומי המצטבר של כל אחד מסוגי הצרכנים האמורים בחודש המקביל בשנה הקלנדרית הקודמת ;

3. אם נותר גז עודף לאספקה יכול ספק הגז שבכשל לספק גז טבעי מהשדה (להלן : "הכמות הנוספת") באופן בו יוקצה לצרכנים יצרני חשמל ולצרכנים שאינם יצרני חשמל כמות הגז העודף ליום שנותרה לאספקה, באופן יחסי לפי ממוצע הצריכה היומי המצטבר של כל אחד מסוגי הצרכנים האמורים בחודש המקביל בשנה שקדמה לשנה בה מבוצעת ההקצאה בניכוי הכמות הנוספת שהוקצתה לכל אחד מהסוגים.

4. הכמות שתחולק לצרכנים שאינם יצרני חשמל (מתוך הכמות שהוקצתה לצרכנים שאינם יצרני חשמל כאמור לעיל) תיקבע בהתאם לחלקם בקיבולת השעתית המוזמנת לכל אחד מהם לפי הסכם ההולכה שחתמו עם בעל רישיון ההולכה לבין כל הקיבולת השעתית השמורה לאותם צרכנים לפי הסכם ההולכה שחתמו עם בעל רישיון ההולכה בניכוי הכמות הנוספת, אם הוקצתה, לכל אחד מהצרכנים שאינם יצרני חשמל.

ג. כללי

אם השר ראה, לאחר התייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי ומנהל רשות 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, או אם השר להגנת הסביבה הודיע לשר האנרגיה כי המחסור הממושך בגז טבעי גורם לפגיעה

משמעותית בסביבה באופן שיפגע בבריאות הציבור, 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.

(ו) החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין 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 בעניין 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.

(ז) החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה

ביום 3.1.2021 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תיקון להחלטת מועצה בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה החלטה מס' 5/2020 (תיקון מספר 2)¹⁷² (להלן בסעיף זה: "ההחלטה").¹⁷³ ההחלטה קובעת כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושתו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז. ההחלטה תיכנס לתוקף ביום 1.4.2021.

לאחר פרסום ההחלטה, פנתה נתג"ז לנובל בדרישה להחלת ההחלטה באופן רטרואקטיבי החל מחודש נובמבר 2019 ביחס לפרויקט תמר, והחל מראשית שנת 2020 ביחס לפרויקט לויתן, וכן העבירה לעיון נובל הודעה ברוח זו אשר הועברה על ידה ללקוחותיה. בהמשך להודעה זו, פנתה נובל לרשות הגז

¹⁷² החלטה מס' 5/2020 מתקנת את החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מס' 4/2020 מיום 27.5.2020 שתיקנה את החלטת המועצה מס' 8/2019.

¹⁷³ https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/ng_council_decisions/he/board_decision_5_20.pdf

והביעה את התנגדותה להחלה רטרואקטיבית של ההחלטה וזאת מבלי לגרוע מטענותיה כנגד עצם ההחלטה. נכון למועד אישור הדוח, נובל שוקלת את צעדיה בנוגע להחלטה.

להערכת השותפות להחלטה כאמור, עלויות בסכומים שאינם מהותיים. נכון למועד אישור הדוח השותפות בוחנת את השלכות ההחלטה בטרם נקיטת הליכים משפטיים.

(ח) החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בדבר מימון פרויקטי ייצוא

באמצעות מערכת ההולכה הארצית (להלן בסעיף זה: "ההחלטה")

ביום 7.9.2014 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטתה בעניין מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית (החלטה מס' 2/2014). 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 לייצוא) 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 הישראלים, 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 המשוויכת 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 שתשווה לצרכן הנוסף.

4. במידה שמקטע 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 לייצוא. 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 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 מושתתת (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 לייצוא שייחתמו עם בעל רשיון ההולכה לפני 2.11.2014 (לרבות הסכם ההולכה שנחתם בקשר עם הסכם מיום 19.2.2014 לייצוא גז מפרויקט תמר לצרכנים בירדן (כמפורט בסעיף 7.11.5(א) לעיל).

9. יצוין כי במסגרת הסכמי דולפינוס, המפורטים בסעיפים 7.11.5(א)2 ו-7.11.5(ב)2 לעיל, הוסכם כי שותפי תמר ושותפי לווייתן, לפי העניין, יישאו בעלויות הזרמת הגז במערכת ההולכה של נתג"ז.

ביום 26.3.2020 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תוספת להחלטה מיום 7.9.2014 בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (החלטה מס' 3/2020). התוספת להחלטה קובעת את העקרונות להלן:

1. בנוסף לקטגוריות שהוגדרו בהחלטה מיום 7.9.2014 כמתואר לעיל, המועצה תהא רשאית להגדיר מקטע שהינו מקטע המיועד לייצוא והמאפשר סגירת לולאה במערכת או יוצר יתירות וגיבוי לגז טבעי המוזרם לצרכני ההולכה הישראלים כ"מקטע משולב".

2. ככל שמקטע יוגדר כ-"מקטע משולב", המועצה תגדיר את יחס הקצאת עלויות ההקמה של המקטע כאמור, וככל שיש צורך בכך, תקבע המועצה תנאים ומחויבויות נוספות של מי מהצדדים.

בנוגע לחלוקת עלויות המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, נקבע בתוספת להחלטה כדלקמן:

1. המקטע הימי של מערכת ההולכה שעתיד לקום כך שתחילתו בתחנת הקבלה באשדוד וסיומו במתקן ההתחברות למתקני הייצוא של חברת

פרימה גז בע"מ יוגדר כמקטע משולב (להלן: "**המקטע המשולב**").

2. עלות המקטע המשולב ואופן הקצאת העלות בין היצואן לבין בעל רישיון ההולכה יעוגנו בהסכם הולכה שייערך בין בעל רישיון ההולכה לבין היצואן (להלן: "**הסכם ההולכה**") בהתאם לעקרונות הבאים:

א. עלות המקטע תקבע בהתאם להחלטת המועצה שפורסמה בחודש ספטמבר 2014. ככל שבעל רישיון ההולכה והיצואן לא יסכימו על עלות המקטע עד ליום 15.5.2020, מנהל רשות הגז הטבעי יקבע את עלות המקטע.

ב. ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי, כי הוא קובע שעלות המקטע המשולב אשדוד-אשקלון תוערך בסך כולל של 738 מיליון ש"ח (מתוכו חלק השותפות מוערך בכ-159 מיליון ש"ח) ותעודכן בהתאם למנגנון עדכון והתחשבות בין הצדדים כפי שנקבע בהסכם ההולכה עם נתג"ז.

ג. 43.5% מעלות המקטע כפי שתיקבע בהתאם לפסקה א' לעיל ימומנו על ידי בעל רישיון ההולכה.

ד. 56.5% מעלות המקטע ימומנו על ידי היצואן בהתאם לאבני הדרך שייקבעו בהסכם ההולכה.

ה. בנוסף, היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה 27 מיליון ש"ח כנגד חלקו בעלות הנובעת מהקדמת הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר (להלן: "**עלות ההכפלה**"), המוערכת בסך של כ-48 מיליון ש"ח, וזאת לאחר שהכפלות מקטעי דור ושורק האמורים ייכללו בנספח א' לרישיון להקמה והפעלה של מערכת ההולכה של בעל רישיון ההולכה, ובטרם יחלו בהקמתם.

ו. היצואן יעמיד לבעל הרשיון ההולכה ערבות פיננסית בלתי תלויה מטעם בנק ישראלי, בגובה 110% מהסכום המצטבר של העלות האמורה בפסקה ב' לעיל (חלקו של בעל רישיון ההולכה בעלות הקמת המקטע המשולב בתוספת עשרה אחוז) ושל הסכום 21 מיליון ש"ח, אשר יפחת בהתאם לאמור בתוספת להחלטה.

ז. כל עוד היצואן מייצא למצרים, תוזרם כמות הגז הטבעי הקבועה בהסכם ההולכה דרך מערכת ההולכה של בעל רישיון ההולכה ולא דרך מקטע מחוץ למערכת ההולכה הישראלית.

ח. ככל שהפסיק היצואן לייצא למצרים יהיה עליו לשלם לבעל רישיון ההולכה את ההפרש, ככל שקיים, שבין 110% מהסך המצטבר של העלות הכוללת של האמור בפסקה ב' ועלות ההכפלה הכוללת (קרי, 48 מיליון ש"ח), לבין דמי ההזרמה והקיבולת המצטברים שהיצואן שילם לבעל רישיון ההולכה מיום השלמת המקטע המשולב ושל התשלומים שהיצואן שילם לבעל

הרשיון בהתאם לאמור בפסקאות ג' ו- ד' לעיל.

כמפורט בסעיף 7.12.2(ב)3. ב לעיל, ביום 18.1.2021 התקשרה נובל עם נתג"ז בהסכם הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לויתן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים.

ביום 23.2.2021 רשות הגז הטבעי פרסמה החלטה לעניין הפחתת תעריף ההולכה כתוצאה מהרחבת המערכת בכ-5%. ההפחתה כאמור תחול מיום 1.3.2021.

(ט) תזכיר חוק הנפט (תיקון מס' 7) (אסדרה של צינורות ייצוא ומתקני הנזלה מסוימים), התש"ף-2020

ביום 9.8.2020 פרסם משרד האנרגיה תזכיר חוק הנפט (תיקון מס' 7) (אסדרה של צינורות ייצוא ומתקני הנזלה מסוימים), התש"ף-2020. (להלן בסעיף זה: **"התזכיר"**). מטרת התזכיר להסדיר הקמה של צנרת לייצוא גז טבעי ומיתקנים לייצוא גז טבעי, גם על ידי מי שאינו בעל חזקה לפי חוק הנפט. נכון למועד אישור הדוח, קיימת אסדרה בעניין זה בסעיף 10א לחוק משק הגז הטבעי. מטרת התזכיר, היא, בין היתר, להחליף את האסדרה הקבועה בחוק משק הגז הטבעי. כן מוצע בתזכיר, להסדיר הקמה והפעלה של מיתקן הנזלת גז טבעי בים, שמטרתו הפיכת מצב הצבירה של הגז הטבעי מגז לנוזל, ואשר מיועד לאפשר ייצוא גז טבעי נוזלי.

בנוסף, התיקון המוצע בחוק הנפט מצריך תיקון עקיף בחוק משק הגז הטבעי לצורך התאמת חוק משק הגז הטבעי לתיקונים המוצעים בחוק הנפט.

(י) 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 שלגביו

מוענקת זכות נפט או בתחום פעילות שלגביו נדרש רשיון אחסון או רישיון למתקן גט"ן לפי חוק משק הגז הטבעי) לשותפות, על הרגולטור לשקול שיקולי ריכוזיות כלל משקית.

על אף האמור לעיל, ההוראות כאמור בעניין 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 רישיון 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.

ביום 25.12.2017 פרסמה הוועדה לצמצום הריכוזיות, על-פי הוראות חוק הריכוזיות, את רשימת הגורמים הריכוזיים במשק, רשימת הגופים הפיננסיים המשמעותיים ורשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים, אשר עודכנו לאחרונה ביום 174.2.3.2020 מעיון שביצעה השותפות, בסמוך למועד אישור הדוח, ברשימות שפרסמה ועדת הריכוזיות (לרבות העדכונים לה) עולה כי השותפות נמנית עם רשימת הגורמים הריכוזיים ועם רשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים.

נכון למועד אישור הדוח, השותפות אינה יכולה להעריך את היקף השפעת חוק הריכוזיות על ענף חיפושי הנפט והגז בכלל ועל פעילותה בפרט.

(יא) חוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים, התשנ"ח-1998 (להלן בסעיף זה: **"החוק"**)

1. החוק חל על "גוף ציבורי", שהוא, כהגדרת החוק, גוף המנוי באחת מתוספות החוק.
2. החוק מטיל חובות שונות על "גוף ציבורי": (א) מינוי ממונה בטחון שיהיה כפוף במישור למנהל הגוף, על-מנת להבטיח את רמת הביטחון הנדרשת לפעילותו של הגוף הציבורי; (ב) מינוי אחראי על אבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות; (ג) מינוי מאבטח בהתאם לדרישות קצין מוסמך.
3. החוק מקנה סמכויות רחבות לממונה בטחון בגוף ציבורי, ביניהן: סמכות לערוך חיפוש ולתפוס חפץ; סמכות לדרוש מאדם הנכנס לגוף

¹⁷⁴ ראו רשומות בדבר הגורמים הריכוזיים במשק, הגופים הפיננסיים והתאגידים הריאליים המשמעותיים, כפי שפורסמו: https://www.gov.il/BlobFolder/unit/centralization_decrease_committee/he/Vaadot_ahchud_CentralizationDecreaseCommittee_GormimRikuzim_List-new.pdf (רשימת הגופים הריכוזיים) https://www.gov.il/BlobFolder/unit/centralization_decrease_committee/he/Vaadot_ahchud_CentralizationDecreaseCommittee_GofimFinansim_List-new.pdf (רשימת הגופים הפיננסיים) https://www.gov.il/BlobFolder/unit/centralization_decrease_committee/he/Vaadot_ahchud_CentralizationDecreaseCommittee_Taagidim_List-new.pdf (רשימת התאגידים הריאליים המשמעותיים)

ציבורי להזדהות; סמכויות עיכוב (בהתקיים נסיבות מסוימות הקבועות בחוק); סמכות לאסור הכנסת נשק לגוף ציבורי (ובנסיבות מסוימות הקבועות בחוק אף תוך שימוש בכוח סביר).

4. בהתאם לתוספת השישית לחוק, גוף ציבורי הנכלל בתוספת השישית לחוק יחויב גם לקיים פעולות אבטחה ימית. פעולות האבטחה הימית מוגדרות כפעולות הדרושות לשם שמירה על ביטחון של אדם או שמירה על רכוש, במבנה או במקום של גוף ציבורי הנמצא באזור הימי, וכן פעולות למניעת פגיעה בכל אחד מאלה.

5. בהתאם לקבוע בתוספת השישית לחוק הנ"ל, בעל רישיון מכוח חוק משק הגז הטבעי, התשס"ב-2002, שבבעלותו מתקן ימי, או שהוא מפעיל מתקן ימי, נחשב כגוף ציבורי לעניין הטלת החובות המנויות בסעיף 2 לעיל וגם קיום פעולות אבטחה ימית.

6. צה"ל הוא הגורם המנחה בעניין אבטחה ימית ונציגו נחשב לפי החוק כ"קצין מוסמך" לעניין פעולות אבטחה ימית.

7. בהתאם לחוק, מתקן ימי, הינו מתקן הנמצא באזור הימי, לרבות כלי שיט כהגדרתו בחוק הספנות (כלי שיט), התש"ך-1960, המשמש לביצוע סקר לגילוי נפט או לקידוח להפקה, להולכה, להנזלה או לגיזוז של נפט, או לטיפול בנפט, לאגירתו או להובלתו (נפט – כהגדרתו בחוק הנפט). האזור הימי כולל שטחים המצויים מעבר לשטחה הריבוני של מדינת ישראל, וכולל, מלבד את רצועת מימי החופין של ישראל, גם את המדף היבשתי כהגדרתו בחוק הספנות (עבירות נגד ביטחון השיט הבין-לאומי ומיתקנים ימיים), התשס"ח-2008.

8. מלבד מתקנים ימיים הנכללים כאמור בתוספת השישית לחוק, סעיף 21 לתוספת השנייה כולל "מפעיל מיתקן יבשתי לעיבוד גז טבעי המתקבל מצנרת מהים או ממדינה זרה, מכוח רישיון או על פי דין." על המפעיל כאמור חלות פעולות אבטחה פיזית ופעולות לאבטחת מידע (אך לא פעולות לאבטחת מערכות ממוחשבות או פעולות אבטחה ימית).

9. בהתאם לחוק, בעלי החזקה במאגרים תמר ולוויתן (להלן בסעיף זה: "**המאגרים**"), ובהם השותפות, אחראים, בין היתר, לאבטחת מערכות ממוחשבות חיוניות הקיימות במאגרים, בהתאם להנחיות מערך הסייבר הלאומי (להלן: "**מערך הסייבר**"). מאחר שהמפעילה היא האחראית לתפעול מערכת ההפקה של המאגרים, המפעילה היא שמיישמת בפועל את הנחיות מערך הסייבר בעניין. כפי שנמסר לשותפות ולמיטב ידיעת השותפות, בחודש פברואר 2019 התקבל אצל המפעילה אישור ממערך הסייבר בקשר עם ביצוע דרישות אבטחת המידע במאגר תמר, אשר כלל מספר נושאים להמשך טיפול עד לשנת 2021. בנוסף, בחודש ינואר 2020 התקבל אצל המפעילה אישור ממערך הסייבר לגבי עמידת מאגר לוויתן בדרישות האבטחה באופן מלא.

10. נכון למועד אישור הדוח, וכפי שנמסר לשותפות על ידי המפעילה בחודש דצמבר 2020, בקשר עם תפעול המאגרים, עומדת המפעילה בהוראות החוק להסדרת הביטחון בגופים ציבוריים ובסעיפים העוסקים בהסדרת הביטחון בשטרי החזקות, ובכלל זאת, בהנחיות בענייני ביטחון שניתנו לה מאת גורמי המקצוע בחיל הים בהתאם לדין.

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 של הנחיות למתן בטוחות בקשר עם זכויות נפט, אשר עודכנו ביום 18.7.2019, שעיקריהן, כמפורט להלן. ואולם יצוין כי בנוסף להנחיות אלו, הממונה דרש אישורי ביטוח בנוסח שנקבע על-ידו זאת בהסתמך על תוכניות ביטוח שהוגשו לו בנושא ביטוחים הנוגעים לחזקות השונות. להלן עיקרי ההנחיות למתן בטוחות בקשר עם זכויות הנפט:

א. מבקשי רישיונות חדשים ביבשה יפקידו ערבות בסיס בסכום השווה ל- 500 אלף דולר. כללים בעניין הגשת ערבויות בסיס ברישיונות חדשים בים ייקבעו במסגרת הליכים למתן רישיונות בים.

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, ואילו סכום הערבות הנוספת לרישיונות ביבשה לא יפחת מסך השווה ל-250 אלף דולר. סבר הממונה על ענייני הנפט כי מאפייני הקידוח מצדיקים זאת, יהיה רשאי לדרוש ערבות בסכום נמוך מהסכום האמור.

ג. תוקפה הראשוני של ערבות הבסיס לרישיונות חדשים ביבשה יהיה לתקופה של שנה, ובעל הזכות יחדש את הערבות בכל פעם עד להודעת הממונה כי אין בה צורך. כמו כן, תוקף ערבות הבסיס והערבות הנוספת לרישיונות קיימים ביבשה ובים יהיה לתקופה של שנה, עד להודעת הממונה כי אין בה צורך. הממונה רשאי להגדיל את סכום הערבות, לאחר מתן אפשרות לבעל הזכות להציג את טיעוניו בעניין.

ד. 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, ומסך

השווה ל- 1.5 מיליון דולר בגין חזקה ביבשה. 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.

ה. 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.

ו. 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.

ז. בעל זכות נפט יעשה על חשבונו, ויקיים במהלך כל תקופת זכות הנפט, את כל הביטוחים המקובלים אצל חברות בינלאומיות לחיפוש או להפקת נפט או גז.

ח. 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.

ט. בנוסף, ההנחיות כוללות, בין היתר, הוראות בדבר מתן ערבויות בקשר עם מבקשי רישיונות חדשים ביבשה, רישיונות קיימים ביבשה, עדכון סכום ערבות והארכתה וכן הוראות כלליות בעניין ערבויות.

בהתאם להנחיות כאמור ותנאי נכסי הנפט של השותפות, נכון למועד אישור הדוח, השותפות ביחד עם שותפיה במיזמים השונים, הפקידו ערבויות בנקאיות אוטונומיות בגין חזקות אשקלון, נועה, תמר, דלית, לויתן צפון,

לוויתן דרום רישיון אלון D ורישיונות אופק ויהל¹⁷⁵. חלקה של השותפות בערבויות כאמור מסתכם לכ- 60.4 מיליון דולר.

(ב) הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר

1. בחודש מאי 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הנוסח הסופי של ההנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן בסעיף זה: "ההנחיות").

א. במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל- 12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה.

ההוצאות שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר יהיו הוצאות שהוצאו בפועל על ידי בעל החזקה בין פי הבאר לנקודת המכירה המפורטות להלן, ובלבד שהן הכרחיות לדעת הממונה על מנת שהנפט יהיה ניתן למכירה: (1) ההוצאות ההוניות (capex) הבאות: (א) הוצאות טיפול בנפט ועיבודו; ו-(ב) הוצאות הובלת הנפט באמצעות צנרת עד לנקודת החיבור הראשונה למערכת ההולכה הארצית; ו-(2) הוצאות תפעוליות (opex) הנובעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות.

ב. הממונה יקבע לכל בעל חזקה, מזמן לזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפייניה הפרטניים של החזקה.

ג. הוצאות בשל רכוש יוכרו באופן שבו שיעור הפחת בגין הרכוש הקבוע יחושב לפי שיטת האזילה, החל מהמועד בו הרכוש הקבוע התחיל לפעול (דהיינו, רק כאשר הרכוש הקבוע הגיע למיקום ולמצב הנדרשים לפעולתו, והחל לפעול). סך הוצאות הפחת שיוכרו לא יעלו על עלות הרכוש הקבוע. הוצאות הפחת יוכרו בגין הרכוש הקבוע כך שבתום "חיי הנכס" שוויו של הנכס יהיה אפס. הוצאות הפחת יחושבו על ידי הכפלת העלות המופחתת לתחילת שנה של החלק המוכר ברכוש הקבוע שנקבע בהוראות הפרטניות בשיעור הפחת שנקבע בהתאם לשיטת האזילה.

ככל שייחתם הסכם המעניק לצדדים שלישיים זכות בעלות ברכוש הקבוע או זכות שימוש ברכוש הקבוע, בתמורה או שלא

¹⁷⁵ 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 לווייתן, ראו סעיף 7.2.2(ד) לעיל. לעניין ערבויות שהעמידה השותפות לטובת המכס בקשר עם פרויקטי תמר ולווייתן, ראו ביאור 512 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

בתמורה, או שייחתם הסכם הכולל קבלת תשלום מצדדים שלישיים עבור הובלת נפט או טיפול בו, יבוצע תיקון אומדן שווי הרכוש הקבוע בשנה בה נוצר לרכוש שווי כלכלי מעבר לעלות המופחתת של הרכוש הקבוע הרלבנטי כפי שתיקבע, בהתחשב בהוצאות הפחת שנוכו לצרכי חישוב שווי התמלוג על פי הבאר.

תיקון האומדן ייעשה בשנה שבה נעשתה העסקה בנכס הרלבנטי, בהתאם ל"עקרון המימוש", כאשר יכול ויהיה על בעל החזקה לשלם למדינה תמלוגים בגין שווי זה, אף אם לא נוצרה לו הכנסה באותה שנה.

השווי הכלכלי לעניין תיקון האומדן יוגבל לסכום שהוכר והופחת לצרכי תמלוגים, בגין הרכוש הקבוע שנמכר או שהועברו זכויות השימוש בו.

ד. בהנחיות נקבעו הוראות נוספות, ובכלל זאת פירוט של סוגי הוצאות שלא תוכרנה, אופן ההכרה בעלויות נטישה ואופן הטיפול בעסקאות המושפעות מקיומם של יחסים מיוחדים בין הצדדים לעסקה.

2. ביום 6.9.2020 פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את "הוראות הממונה על ענייני הנפט בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר – חזקת תמר"¹⁷⁶ יצוין כי נכון למועד אישור הדוח, טרם נתקבלו הוראות פרטניות של הממונה על ענייני הנפט ביחס לאופן חישוב תמלוגי המדינה ממאגר לווייתן.

להלן תמצית ההוראות שנתקבלו בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בחזקת תמר:

א. ההוצאות ההוניות (CAPEX) שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר ושיעור ההכרה כוללות: (א) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מהסעפת הראשית לאסדת תמר ומהאסדה למתקן הקבלה באשדוד תוכר בשיעור של 100%; (ב) עלויות הוניות בגין אסדת תמר ובגין מתקן הקבלה באשדוד תוכרנה בשיעור של 82%; ו- (ג) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מאסדת תמר עד לכניסה למתקן הקבלה באשדוד תוכר בשיעור של 100%.

ב. הוצאות תפעוליות הנובעות ישירות מסוגי המפורטות בפסקה א' לעיל יוכרו בשיעור של 82%; הוצאות שכר עבודה של העובדת באסדה ובמתקן הקבלה; הוצאות אחזקה ותיקונים; הוצאות נסיעות והובלה לאסדה; הוצאות מזון לעובדים באסדה ובמתקן

הקבלה; הוצאות שמירה ואבטחה באסדת תמר ובמתקן הקבלה; הוצאות בגין יעוץ מקצועי והנדסי; הוצאות ביטוח.

ג. במקרה בו מחיר המכירה החוזה כולל רכיב של תעריף הולכה המשולם לנתג"ז, יוכרו כל הוצאות ההולכה ששולמו על ידי בעל החזקה.

ד. עלויות הנטישה תוכרנה לצורך חישוב התמלוג בהתאם להוראות שנקבעו בהנחיות הכלליות, ובתנאי שהופקו מחזקת תמר במצטבר לפחות BCM 170 ותכנית הנטישה אושרה על ידי הממונה.

3. החל מתחילת הפקת הגז הטבעי ממאגר תמר, משלמים שותפי תמר, ובכלל זה השותפות, תמלוגים בשיעור שנקבע ומתעדכן מעת לעת על-ידי הממונה על ענייני הנפט. לפרטים בעניין זה, ראו סעיף 7.25.10(ב) להלן.

לאורך השנים הבהירו שותפי תמר לממונה על ענייני הנפט, בסמוך לתחילת ההפקה ממאגר תמר, כי הן משלמות את התמלוגים האמורים תחת מחאה, וכי הן חולקות על האופן שבו נקבע חישוב שיעור התמלוג על-ידי הממונה על ענייני הנפט, אשר לטענתן אינו משקלל כהלכה את ההוצאות בגין ההולכה והטיפול בגז מפי הבאר ועד מערכת ההולכה. בעקבות פרסום ההנחיות וקביעת הנחיות פרטניות ביחס לחישוב שיעור תמלוגי המדינה בפרויקט תמר, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת של יועציה המשפטיים, יש סיכוי של למעלה מ-50% ששיעור התמלוג האפקטיבי שייקבע בסופו של יום בגין מכירת גז טבעי ממאגר תמר ינוע סביב 11%, הנמוך משיעור התמלוג האפקטיבי ששולם למדינה על פי דרישתה מאז שנת 2013. כאשר ייקבע שיעור התמלוג האפקטיבי בפרויקט תמר, בין אם בהסכמה עם המדינה או במסגרת הליך משפטי, וככל ששיעור זה יהיה נמוך משיעור התמלוגים ששולמו בפועל, יהיו שותפי תמר זכאים לקבלת החזר בגין תשלומי היתר ששילמו.

הואיל וחלפו למעלה משבע שנים מאז החלו שותפי תמר לשלם תמלוגים בגין הגז המופק ממאגר תמר, ועל מנת לשמור על זכויותיהם מפני טענות התיישנות ביחס לתמלוגים אשר לטענתם שולמו ביתר לאורך השנים (להלן: "תשלומי היתר"), פנו שותפי תמר בעניין זה למדינה אשר אישרה כי ככל ששותפי תמר ינקטו בהליכים משפטיים ביחס לתשלומי היתר בתוך תקופה סבירה (מספר חודשים) ממועד קביעת ההנחיות לעניין חישוב התמלוגים שעל בעלי הזכויות לשלם, לא תטען המדינה טענות הקשורות לחלוף הזמן. לפרטים בדבר הסכמות אליהן הגיע השותפות בהקשר זה עם כל הצדדים להם שילמה תמלוגים

מפרויקט תמר לאורך השנים, ראו סעיף 7.25.10(ד)6 להלן.

(ג) העברה ושעבוד של זכות בנכס נפט וטובת הנאה בזכות נכס נפט

ביום 28.12.2020 פרסם הממונה על ענייני הנפט את ההנחיות החדשות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, אשר מחליפות את ההנחיות מיום 31.12.2015, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה והתנאים להעברה ושעבוד של זכות נפט (היתר מוקדם, רשיון וחזקה) וטובת הנאה (לרבות זכות לתמלוגים חוזיים) בזכות נפט¹⁷⁷ (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"). להלן תיאור עיקרי ההנחיות:

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, "ועדת תפעול" – גוף שחברי הקבוצה הסכימו לגביו כי הוא יכוון 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;

"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

¹⁷⁷ 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.

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 זכויות ברישיון ובחזקה, אם מתקיימים כל התנאים הבאים:

א. היכולת הפיננסית של בעל הרשיון או החזקה לאחר ההעברה עומדת בדרישות לפי החוק והנחיות הממונה על ענייני הנפט.

ב. אם המעביר הוא המפעיל או המעסיק של הצוות המקצועי ובעקבות ההעברה הוא יחדל להיות המפעיל או המעסיק של הצוות המקצועי, לרבות בשל ירידת חלקו בזכות אל מתחת לשיעור המזערי הנדרש מהמפעיל או מהמעסיק של הצוות המקצועי, הנעבר ממלא אחר התנאים הנדרשים ממפעיל בהתאם לדרישות לפי החוק והוראות הממונה על ענייני הנפט, ואם ההעברה היא לשני מעבירים או יותר – אחד מן הנעברים ממלא אחר התנאים כאמור.

2. 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 א ו-ב לעיל ותנאים מסוימים נוספים.

3. הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברת זכויות נפט כאמור לעיל, אף שלא מתקיימים כל התנאים המפורטים לעיל, כשמדובר בהעברת זכויות בהיקף קטן: לא יותר מ-10% ברישיון או בחזקה; ולא יותר מ-25% מסוג מסוים של אמצעי השליטה בבעל רישיון או בבעל חזקה, או בהתקיים טעמים מיוחדים ונסיבות נוספות כמפורט בהנחיות.

4. 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.

5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.

9. בנוסף, כוללות ההנחיות רשימה של סוגי העברות שלגביהן ניתן להגיש בקשה במסלול מהיר. סבר הממונה על ענייני הנפט כי הבקשה אינה מתאימה לאישור במסלול המהיר, יודיע על כך למבקשים והם יהיו רשאים להגיש בקשה במסלול הרגיל. לא הודיע הממונה כאמור בתוך 45 ימים מיום קבלת הבקשה, יראו את הבקשה כמאושרת בתום 45 ימים והאישור יירשם בספר הנפט.

10. סוגי הבקשות שניתן לאשר במסלול המהיר:

1. העברת זכות נפט בין חברי קבוצה עד לשיעור של 10%, למעט העברת זכויות של מפעיל;
2. העברת זכות נפט מתאגיד לתאגיד המוחזק בשיעור של 100% על ידו, או המחזיק בו בשיעור של 100%;
3. העברה טובת שאינה תמלוג חוזי, למעט המקרים הבאים:
 - א. טובת ההנאה נוגעת לחזקה מפיקה ועלולה להשפיע באופן מהותי על הפעילות במסגרת החזקה;
 - ב. טובת הנאה במפעיל או בחבר בקבוצה המחזיק ב-40% או יותר בזכות נפט;
4. העברת זכות קיימת לתמלוג חוזי, למעט תמלוגים אשר העברתם נדרשת לפי החלטת ממשלה מספר 476 מיום 16 לאוגוסט 2015;
5. שעבוד זכות קיימת לתמלוג חוזי, למעט תמלוג אשר העברתו נדרשת לפי החלטת ממשלה מספר 476 מיום 16 לאוגוסט 2015;
6. שיעבוד של טובת הנאה שאינה תמלוג חוזי, למעט אם שיעבוד טובת ההנאה עלול להשפיע באופן מהותי על הפעילות במסגרת חזקה מפיקה.

(ד) 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) לעיל, ובכפוף לכל דין.

יצוין כי, נכון למועד אישור הדוח, התקבלו אישורי ייצוא להסכמי הייצוא שנחתמו על ידי השותפות, והמפורטים בסעיפים 7.11.5(א) ו-7.11.5(ב) לעיל. ביום 16.12.2019 התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט לייצוא גז טבעי מחזקות תמר ולוויתן למצרים. לפרטים ראו סעיפים 7.11.5(א) ו-7.11.5(ב) לעיל.

(א) החלטות הממשלה בדבר אימוץ המלצות הוועדות לבחינת מדיניות הממשלה

בנושא משק הגז הטבעי

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: "**ועדת צמח**"). ביום 12.9.2012 פרסמה ועדת צמח דוח סופי. ביום 23.6.2013 אימצה ממשלת ישראל את עיקרי המלצות ועדת צמח 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. ביום 21.1.2018 הודיע משרד האנרגיה על הקמת צוות מקצועי בין משרדי בראשות מנכ"ל משרד האנרגיה אודי אדירי (להלן: "**ועדת אדירי**") לבחינה תקופתית של המלצות ועדת צמח. ועדת אדירי בחנה את ההתפתחויות שחלו במשק הגז הטבעי בחמש השנים שחלפו מאז אימוץ המלצות ועדת צמח ובחנה מחדש את נושא ההיצע והביקוש לגז טבעי של שנת 2018. ביום 18.12.2018 פרסמה ועדת אדירי את מסקנותיה הסופיות, וביום 6.1.2019 אימצה ממשלת ישראל את עיקרי המלצות ועדת אדירי (להלן: "**החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי**"). להלן עיקרי החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי העשויים להשפיע על פעילות השותפות:

1. היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יוותר בהיקף שאושר בהחלטת הממשלה בעניין ועדת צמח (540 BCM), לאחר עדכון בשל צריכה של כ- 40 BCM עד כה, ויעמוד על 500 BCM (להלן: "**הכמות המינימאלית למשק המקומי**"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של 25 השנים הקרובות. בסעיף זה, "כמות הגז הטבעי" – כמות גז טבעי לפי קטגוריות 2P ו- 2C במצטבר לפי מערכת PRMS בתגליות המוכרות על ידי הממונה על ענייני הנפט, לגביהן ניתנו חזקות ואשר חיבורי החזקות לחוף הושלם בהתאם לתוכנית פיתוח באופן המאפשר את אספקתן למשק הישראלי.
2. חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי לעניין תגליות שהוכרו לפני אישור החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי, תיוותר כפי שנקבעה בהחלטת הממשלה בעניין ועדת צמח, 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- BCM

<u>שיעור אספקה</u> <u>מינימאלי</u> <u>למשק</u> <u>המקומי</u> <u>מכמות הגז</u> <u>הטבעי במאגר</u>	<u>כמות הגז הטבעי במאגר</u>
	100
ייקבע על ידי הממונה על ענייני הנפט	נמוך מ- 25 BCM

חובת אספקת הכמות המינימאלית למשק המקומי לעניין תגליות שיוכרו לאחר אישור החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי תהיה כמפורט להלן:

<u>שיעור אספקה</u> <u>מינימאלי</u> <u>למשק</u> <u>המקומי</u> <u>מכמות הגז</u> <u>הטבעי במאגר</u>	<u>כמות הגז הטבעי במאגר</u>
55%	על כל BCM 1 נוסף מ- 200 BCM ומעלה
50%	על כל BCM 1 נוסף מ- 50 BCM ועד 200 BCM
לא תחול חובת אספקה למשק המקומי	נמוך מ- 50 BCM

יצוין כי, לעניין מאגרים משותפים לישראל ולמדינות נוספות יקבע הממונה על ענייני הנפט תנאים והסדרים ספציפיים¹⁷⁸. כמו כן, נקבע כי מתקני הייצוא יהיו ממוקמים בשטח הנתון לשליטת ישראל הנמצא באזור הכלכלי הבלעדי שלה, אלא אם כן נקבע אחרת בהסכם דו-צדדי בין ישראל למדינה אחרת.

3. ייצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מאת הממונה על ענייני הנפט¹⁷⁹, וכמות הגז הניתנת לייצוא תהא בהתאם לחלקן היחסי של הכמויות המותרות לייצוא במאגרים באותה עת בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי, כאמור.

4. על אף האמור לעיל, מאגר שפותח לפני החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח (קרי: פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר), 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

¹⁷⁸ יצוין, כי מכסת הייצוא המותרת ממאגרי כריש ותנין בהיקף של 47 BCM הוחלפה, כנגד חובת האספקה למשק המקומי שחלה על בעלי חזקות לווייתן, החל ממועד אישור הממונה על ענייני הנפט להעברת הזכויות בכריש ובתנין. לפרטים ראו סעיף 7.23.1(ב)1.ב לעיל.

¹⁷⁹ לפרטים אודות הנחיות הממונה על ענייני הנפט בעניין הגשת בקשות לקבלת אישור לייצוא גז טבעי, ראו סעיף 7.23.4(ד) להלן.

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.

5. 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 התחרות, לאחר ששקלו את כלל השיקולים הרלוונטיים.

6. הוחלט לקבוע חובת חיבור מאגרים למשק המקומי בהתאם לגודל המאגר, באופן הבא: (א) מאגרים בהיקף העולה על 200 BCM יחויבו בחיבור למשק המקומי, עם פיתוחם ולפני מועד הזרמת הגז הטבעי באופן מסחרי; (ב) מאגרים בין 50 BCM ל- 200 BCM אשר יחלו בהפקה מסחרית של גז טבעי עד יום 1.1.2028, יחויבו בחיבור למשק המקומי עד ליום 31.12.2032, לפי שיקול דעת הממונה על ענייני הנפט; מאגרים כאמור אשר יחלו בהפקה מסחרית לאחר יום 1.1.2028, יחויבו בחיבור למשק המקומי עם פיתוחם, ולפני מועד הזרמת הגז הטבעי באופן מסחרי; (ג) מאגרים עד 50 BCM לא יחויבו בחיבור למשק המקומי. במקרה של שדות המפיקים באמצעות מערכת הפקה אחת, כאשר לפחות בשתיים מהחזקות שבשטחן מצויים שדות אלה קיים גורם זהה המאושר כמפעיל או מחזיק בלמעלה מ-50% מהזכויות, חישוב כמות הגז בשדות אלה לעניין חובת החיבור למשק המקומי תיעשה באופן מצרפי. על אף האמור, הממונה יהיה רשאי, בהחלטה מנומקת, שלא לחשב את כמות הגז הטבעי בשדות באופן מצרפי.

7. על מנת לעודד חיבור שדות גז טבעי נוספים למשק המקומי, להטיל על הממונה, על מנהל רשות הגז הטבעי ועל הממונה על התקציבים במשרד האוצר, לבחון את השתתפות המדינה בהקמת מכלול ימי נוסף בפולגון הדרומי שאושר במסגרת תמ"א 37/ח, הכולל תחנת קליטה ימית וחיבורה לחוף, ככל שלדעת הממונה התפתחה פעילות חיפוש במרחב הימי הדרומי של ישראל. בנוסף לאמור לעיל, להטיל על הממונה לבחון אמצעים נוספים לעידוד מיצוי פוטנציאל הרווחה הכלכלית הנובעת משדות הגז הטבעי, ובכלל זאת לעודד חיבור למשק המקומי של שדות שאינם מחויבים בחיבור, או שקיבלו דחייה בחובת החיבור בהתאם למפורט לעיל.

לאור צפי למחסור אספקת ביקושים ברמה השעתית באמצע העשור 2030-2040 מוצע לגבש תמהיל פתרונות ובהם הטלת חובה על הממונה על ענייני הנפט להתייחס באישורי הייצוא לסוגיית הביקוש למשק המקומי ברמה השעתית, לפעול לעידוד חיבור של שדות נוספים למשק המקומי (בייחוד לקראת אמצע העשור הבא (2030-2040)), ולבחון את

ביטול ההסכם עם אוניית הגז הנוזלי (LNG) רק בשנת 2021 (תוקף ההסכם כיום הוא עד שנת 2022). בהקשר זה יצויין כי ביום 29.12.2020 פרסם משרד האנרגיה הודעה לפיה שר האנרגיה החליט כי ההסכם עם אוניית הגז הנוזלי לא יוארך מעבר לשנת 2022.

8. להטיל על שר האנרגיה, בהתייעצות עם שר האוצר ושר הכלכלה והתעשייה, לגבש עקרונות של הרגולציה הנדרשת בנוגע למכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרי המשך המיועדים בעיקרם לייצוא. בהמשך לאמור, הוקמה ועדת המשנה לצורך גיבוש עקרונות הרגולציה כאמור (להלן בס"ק זה: "**ועדת המשנה**"). ביום 7.10.2020 פרסמה¹⁸⁰ ועדת המשנה דוח מסכם של עקרונות הרגולציה בנוגע לייצוא מוצרי המשך מגז טבעי, שעיקריו הם כדלקמן:

א. מוצרי המשך מגז טבעי הוגדרו כמוצרים מבוססי גז טבעי שייצורם כרוך בשינוי כימי של מולקולת מתאן מגז טבעי, לתרכובת או תרכובות שונות, שלא דרך חמצון (לרבות מתנול, אתילן, פרופילין, אמוניה, GTL ו-DME).

ב. ועדת המשנה ציינה כי הקביעה כי מכירת גז טבעי לתעשיית מוצרי המשך תיחשב כיצוא הינה בעלות השלכות רבות שעיקרן כדלקמן: השלכות הנובעות ממדיניות הממשלה ביחס למשק הגז הטבעי, לרבות החיוב באישור ייצוא; הכללת הגז בכמות הכוללת המובטחת למשק המקומי; חישוב הגז לעניין חובת האספקה המינימאלית של שדה גז טבעי למשק המקומי; מחיר הגז הטבעי ומימון קו מערכת ההולכה. כן נקבע כי אין באמור בכדי להגדיר את המכירה כייצוא לעניין היבטים אחרים כגון לעניין מיסוי, לרבות לעניין החוק לעידוד השקעות הון, התשי"ט-1959.

ג. ועדת המשנה המליצה כי כמות קצובה של עד 5 BCM בשנה של מכירת גז טבעי לתעשיית מוצרי המשך תסווג כמכירה בישראל ולא לייצוא, זאת על מנת לאפשר את קיומה של התעשייה ללא עיוות בחישוב הביקוש למשק המקומי.

ד. מנגנון ההקצאה יהיה באופן של "כל הקודם זוכה", כאשר התנאי לקבלת ההקצאה יהיה הצגת הסכם או לכל הפחות מזכר הבנות חתום בעניין המפעל הנדון. הכמות המוקצית מתייחסת לכלל מוצרי המשך ללא חלוקה פנימית או מגבלות ביחס

¹⁸⁰ הדוח המסכם של ועדת המשנה זמין בכתובת:

https://www.gov.il/he/departments/publications/reports/ng_products?utm_source=InforuMail&utm_medium=email&utm_campaign=%D7%A2%D7%93%D7%9B%D7%95%D7%A0%D7%99%D7%9D+%D7%9E%D7%90%D7%AA%D7%A8+%D7%9E%D7%A9%D7%A8%D7%93+%D7%94%D7%90%D7%A0%D7%A8%D7%94%D7%92%D7%99%D7%94

למוצרי המשך מסוימים. הגורם המקצה יהיה מנכ"ל משרד האנרגיה בהתייעצות עם מנכ"ל משרד הכלכלה.

ה. כן נקבע כי אם תוגשנה במהלך השנתיים לאחר מועד קבלת החלטת הממשלה בנושא זה בקשות לקבלת הקצאה של גז טבעי לתעשיית מוצרי המשך בהיקף העולה על 5 BCM לשנה, ייבחנו הן הכמות שהוקצתה לצורך זה וכן המדיניות לעניינה.

ו. ועדת המשנה ציינה כי ההסדר ייבחן מחדש, יחד עם כל מדיניות הממשלה בנושא משק הגז טבעי, בחלוף 5 שנים מועד קבלת החלטת הממשלה (כמפורט בס"ק 11 להלן).

9. להטיל על שר האנרגיה, בהתייעצות עם שר האוצר, ליזום תיקוני אסדרה לרבות תיקוני חקיקה, ככל שיידרש, לצורך אסדרת סחר משני בגז טבעי, שעשוי להיות מופנה לייצוא. בכלל זאת, להטיל על שר האנרגיה, בהתייעצות עם שר האוצר, להבטיח באמצעות תיקוני האסדרה האמורים כי סחר משני בגז טבעי שעשוי להיות מופנה לייצוא יתאפשר בכמות המוגבלת ל- 3% מסך המכירות של גז טבעי למשק הישראלי בשנה החולפת. כמות זו לא תיספר לעניין חישוב הכמות הכוללת המובטחת למשק המקומי, אולם תיספר לעניין חובת האספקה המינימאלית של שדה גז טבעי למשק המקומי; מובהר כי לצורך ייצוא הכמות המוגבלת כאמור לא יידרש אישור ייצוא.

10. החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי, תיבחן על ידי הממשלה בתום חמש שנים ממועד אישורה לצורך עריכת שינויים, ככל שיידרשו, לגבי המדיניות ביחס לתגליות שיוכרו על ידי הממונה לאחר חמש שנים ממועד אישור החלטת הממשלה בעניין ועדת אדירי, בהתאם לצורכי המשק המקומי ובהתחשב בהיצע הגז הטבעי.

11. בהחלטת ממשלה מיום 25.10.2020 העוסקת בקידום אנרגיות מתחדשות אושר התיקון השני להחלטת הממשלה מיום 23.6.2013, במסגרתו הוחלט שהממשלה תבחן כבר במהלך שנת 2021 את המגבלות על מכסות הייצוא המותרות במטרה להגדילן. המלצות הביניים של הצוות צפויות להתפרסם בזמן הקרוב. בשים לב למדיניות הממשלה בעניין ייצוא גז טבעי וכן בהינתן היעד להגדלת ייעדי השימוש באנרגיות מתחדשות השותפות לא צופה מגבלה שתצמצם את היקף הייצוא המותר של גז טבעי ללקוחות מחוץ לישראל.

(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 ונובל בכל תנאי מתווה הגז, יש להותיר על כנה חובת דיווח זו. חובת הדיווח כאמור חלה על השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס, בפרויקט תמר ובפרויקט לויתן, וכן חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט.

לפרטים בדבר גורם סיכון הנוגע להשפעה האפשרית של הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל, ראו סעיף 7.29.19 להלן.

(ג)

הצעת חוק האזורים הימיים

ביום 6.11.2017 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק ממשלתית, הצעת חוק האזורים הימיים, התשע"ח-2017 (להלן: "**הצעת חוק אזורים ימיים**"). 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.

ככל שהצעת החוק תאושר, עשויה להיות לדבר השפעה על פעילות השותפות והעלויות שלה, אשר נכון למועד אישור 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.

(ד)

החלטת שר האנרגיה להפחתת השימוש בפחם והרפורמה בחברת החשמל

ובמשק החשמל

ביום 3.6.2018 התקבלה החלטת הממשלה מס' 3859 בדבר רפורמה במשק החשמל ובחברת החשמל (להלן: "**הרפורמה**"). במסגרת הרפורמה נכללים, בין היתר, הצעדים הבאים: כי חברת החשמל תקטין את פעילותה בתחום ייצור החשמל על ידי מכירת חמישה אתרי ייצור עם קיבולת מקסימלית כוללת של כ- 4,000 מגה-וואט המהווים כמחצית מיכולת ייצור החשמל שלה, וכי חברת החשמל תקים שתי יחידות ייצור חדשות באמצעות גז טבעי באורות רבין, וזאת כחלק מהמגמה לצמצום השימוש בפחם בתהליך יצירת החשמל.

ביום 13.11.2019 הודיע שר האנרגיה כי ניתן לקצר את לוחות הזמנים בהסבת

תחנות הכוח הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי עד לשנת 2025, ובשנה זו, למעשה, צפוי להסתיים עידן הפחם במדינת ישראל. ולכן לפי החלטתו החדשה הוא מקצר את לוחות הזמנים, שקבע קודם לכן, ב-4 שנים. כמו כן, במסגרת ההחלטה נקבע כי תבוצע הסבת יחידות תחנת היצור בתחנת הכוח רוטנברג מפחם לגז טבעי, וכן תבוצע הסבת יחידות 5-6 בתחנת הכוח אורות רבין בחדרה – עד סוף שנת 2025.

ביום 8.6.2020 פורסמה הודעה משותפת למשרד האנרגיה ולמשרד להגנת הסביבה¹⁸¹, בדבר החלטת השרים להנחות את חברת החשמל להרחיב את ההשבתות היזומות של היחידות הפחמיות המזהמות 1-4 באתר אורות רבין בחדרה, וזאת החל מהמחצית השנייה של שנת 2020 ועל השבתתן המוחלטת בשנת 2022, ובכך, כפי שפורסם בהודעה, להביא להפחתה משמעותית נוספת של פליטות המזהמים לאוויר.

ביום 24.6.2020 פורסמה הודעה של משרד האנרגיה בדבר החלטת שר האנרגיה להפחית עוד כ- 20% משיעור השימוש בפחם בתחנות הכח של חברת החשמל ביחס לשנת 2019, ולפיכך, השימוש בפחם בשנת 2020 לא יעלה על 24.9% (לעומת 30% בשנת 2019). שר האנרגיה הנחה את חברת החשמל לנקוט בצעדים הנדרשים במטרה לעמוד ביעד החדש, זאת תוך שמירה על שרידות מערכת היצור החשמל¹⁸².

ביום 8.2.2021 פורסם כי שר האנרגיה הנחה את חברת החשמל להפחית את השימוש בפחם כך שלא יעלה על 22.5% מסך ייצור החשמל בשנת 2021, וזאת כחלק מהמדיניות לסיים את עידן הפחם בישראל עד 2025.

(ה) התוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת

ביום 9.10.2018 פרסם שר האנרגיה את "התוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת", שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד שנת 2030, ובהמשך לכך בחודש מרץ 2019 פרסם משרד האנרגיה מסמך עקרונות מדיניות שכותרתו "יעדי משק האנרגיה לשנת 2030"¹⁸³. התוכנית הציבה יעדים לשנת 2030 תוך פירוט צעדים קונקרטיים וקביעת לוחות זמנים בחמישה תחומים עיקריים כדלקמן:

מקטע ייצור החשמל - הפחתה הדרגתית של ייצור חשמל בפחם עד שיופסק לחלוטין השימוש בפחם בייצור חשמל בכל תחנות הכוח הפחמיות, וייצור החשמל יתבסס על גז טבעי ואנרגיות מתחדשות בלבד. כאמור לעיל, ביום 13.11.2019 הודיע משרד האנרגיה על קיצור נוסף של לוחות הזמנים לסיום השימוש בפחם בייצור חשמל, במסגרתו

¹⁸¹ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 8.6.2020 https://www.gov.il/he/departments/news/press_080620

¹⁸² אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 24.6.2020:

¹⁸³ https://www.gov.il/he/departments/news/press_240620
https://www.gov.il/BlobFolder/rfp/target2030/he/energy_2030_final.pdf

הוחלט על הסבת התחנות הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי עד סוף שנת 2025.

א. משק התחבורה - הפסקת צריכת מוצרי דלק מזהמים בתחבורה היבשתית ומעבר לשימוש בכלי רכב חשמליים וכלי רכב המונעים בגז טבעי דחוס. בהתאם, החל משנת 2030 יוטל איסור מוחלט על יבוא מכוניות בדלקים מזהמים. בהמשך למדיניות זו, פרסם משרד האנרגיה מכרז¹⁸⁴ להקמת כ- 2,500 עמדות טעינה לרכב חשמלי בפריסה ארצית, ובחודש יוני 2019 פרסם את רשימת הזוכים במכרז. לקראת פריסת עמדות הטעינה החדשות משרד האנרגיה מקדם הקמת מפה ויישומון שיכלול את כל העמדות הקיימות בישראל. הקמת המערכת צפויה להסתיים עד סוף שנת 2021¹⁸⁵.

ב. משק התעשייה - הפסקת השימוש במזוט, גפ"מ וסולר והחלפתם במקורות אנרגיה יעילים ונקיים יותר החל משנת 2030. כמו כן, נבחנים יתרונות נוספים, כגון שימוש בחשמל חלף דלקים ואספקת גז טבעי דחוס. בהתאם, הקצה משרד האנרגיה בשנת 2019 מענקים לחברות החלוקה לצורך האצת פריסת רשת החלוקה¹⁸⁶.

ג. קידום התייעלות אנרגטית באמצעות שימוש במנגנונים שונים, לרבות מנגנונים לעידוד הפחתת ייצור החשמל בקרב ספקי, יצרני וצרכני חשמל ובעלי רישיונות אחרים במשק החשמל; צעדים לחיוב בנייה מאופסת אנרגיה; קידום עיר מודל לשימוש יעיל וחכם באנרגיה; התייעלות בגופי ממשלה על ידי הגעה ליעד של 20% כבר בשנת 2025 וכן הטמעת יעדי דרוג אנרגטי לפי צריכה בפועל למבנים קיימים בישראל.

ד. הבטחת ביטחון אנרגטי במשק באמצעות הבטחת יתירות באספקת גז טבעי למשק, בסקטור התחבורה, התעשייה ובמשק החשמל.

(ו) החלטת ממשלה בנושא "קידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל ותיקון

החלטות ממשלה"

ביום 25.10.2020 התקבלה החלטת ממשלה העוסקת בקידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל ותיקון החלטות ממשלה, במסגרתה, בין היתר, אומצה מדיניות שר האנרגיה, לפיה עד שנת 2030 30% מייצור חשמל יהא מאנרגיה מתחדשת המבוססת בעיקר על שמש ומקצתה על רוח, כן נקבע עדכון ליעד הביניים, כך שזה יעמוד על 20% ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות עד ליום 31.12.2025 וכן שונתה המדיניות בנושא קידום מתקנים קונבנציונאליים לייצור חשמל. במסגרת החלטת הממשלה התקבלו שורה של החלטות

https://www.gov.il/he/departments/general/electric_vehicle_ac_dc

184

https://www.gov.il/he/Departments/General/electric_vehicle_ac_dc

185

https://www.gov.il/he/departments/news/electric_car_110619

186

190

(3), התשע"ח – 2018 (תיקון), התשע"ט-2019; צו תעריף המכסים והפטורים ומס קנייה על טובין (תיקון מס' 8), התשע"ח - 2018 (פחם) (להלן יחד: "הצווים")

ביום 14.3.2018, ובהתאם לתיקון מיום 21.2.2019, אישרה ועדת הכספים של הכנסת ולאחריה מליאת הכנסת את הצווים, בהם נקבע, בין היתר, כי החל מיום 1.1.2021 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 1.1.2021 יבוטל באופן הדרגתי הישבון הבלו על הסולר, המשמש בעיקר לצרכי תחבורה.

ביום 1.1.2021 נכנסה לתוקף העלאת מס הבלו.

להערכת השותפות, הצווים הללו עשויים להוביל להפחתה מהותית בשימוש בפחם לייצור חשמל ולהפחתת השימוש בסולר לצרכי תחבורה, ובהתאם, להגדלת הביקושים לגז טבעי במשק, מעבר לגידול הטבעי בביקושים לגז טבעי ולחשמל במשק הישראלי.

הנחיות סביבתיות לחיפוש ולהפקה של נפט וגז טבעי בים (ט)

בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות שנועדו להסדיר את ההיבטים הסביבתיים של פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. בנוסף, מפרסמים משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, כמו גם רשויות נוספות מטעם גופים ממשלתיים אחרים, לרבות רשות מקרקעי ישראל, הנחיות סביבתיות אשר השותפות עשויה במישרין או בעקיפין להיות כפופה להן. הנחיות אלו מתעדכנות מעת לעת, והן 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 חיפושים, 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: 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) תוכנית חירום מפעלית לטיפול בזיהום הים בשמן המאוסרת 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 בעניין 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 7.2.2 (י) לעיל, תואמת לתמ"א ח/37.

(יא) החלטת רשות החשמל – עקרונות להכרה בעלויות הגז ליצרנים פרטיים הפועלים בגז טבעי ועקרונות להכרה בעלויות לספק שירות חיוני (יחידת ניהול המערכת) בגין הסכמים לרכישת גז טבעי (להלן בסעיף זה: "ההחלטה")

ביום 6.3.2019 פורסמה ההחלטה, אשר קובעת את אופן חישוב מחיר המוכר בשקלים ל-MMBTU, ליצרן החתום על הסכם גז בו מחיר הגז צמוד לרכיב הייצור. ההחלטה תחול רק על בעלי רישיונות הזכאים להכרה בעלות הסכם הגז לפי החלטות הרשות החלות עליהם (בהתקיים שני תנאים מצטברים המפורטים בהחלטה)¹⁹¹.

בביאורים להחלטה צוין, בין היתר, כי :

- יצרן פרטי החותם על הסכם גז המחליף הסכם גז קודם בו הכירה הרשות ייהנה מ-25% מפער המחירים בין ההסכמים ובלבד שהמחיר בהסכם החדש נמוך יותר.
- יצרן פרטי החותם על הסכם גז שאינו מחליף הסכם גז שהוכר על ידי הרשות ייהנה מ-25% מהפער בין מחיר הגז המירבי על פי מתווה הגז למחיר הגז בהסכם.

ההחלטה קובעת מנגנון המתמרץ את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמי מכירה ורכישה של גז, בהם מחיר הגז יהיה נמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז, וזאת באמצעות הכרה במחיר גבוה יותר ממחיר הגז בפועל. בנוסף, ההחלטה מתמרצת את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמים עם ספקי גז שאינם קשורים לשותפי תמר, ככל שמחיר הגז בהסכמים אלו נמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז. יובהר כי, ביחס לחברת החשמל חלה של רשות החשמל מיום 2017.6.12¹⁹² ובה נקבעו עקרונות שחברת החשמל נדרשת לקיים על מנת שיכירו בעלויות, אך אינה מגדירה מנגנון דומה.

(יב) היתרים ורשיונות למתקני פרויקט ים תטיס, פרויקט תמר ופרויקט לויתן

1. במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי מכוח חוק הנפט וכן העניק שר האנרגיה לים תטיס בע"מ (חברה בבעלות שותפי ים תטיס) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי ים תטיס, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון וחוק משק הגז הטבעי 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 מכוח חוק הנפט שלפיו, שותפי תמר חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות בסכום של 100 מיליון ש"ח (במונחי 100%)¹⁹³.
- כמו כן, ביום 2016.8.29 העניק שר האנרגיה לתמר צינור 10 אינטש בע"מ (חברה בבעלות שותפי תמר בהתאם לשיעורי זכויותיהם בחזקה) רישיון הולכה ארעי להפעלת צינור שישמש להעברת גז טבעי מחזקת תמר, דרך אסדת תמר עד לנקודת הכניסה במתקן לעיבוד הגז הטבעי באשדוד, הכל בכפוף לתנאי הרישיון. הצינור הוקם כחלק ממערכת

¹⁹² https://www.gov.il/BlobFolder/policy/51813d/he/Files_Hachlatot_13518.pdf
¹⁹³ שותפי תמר המציאו ערבות בסך של 35 מיליון דולר להבטחת ההתחייבות האמורה וכן להבטחת תנאי שטר חזקת תמר.

ההפקה, כהגדרתה באישור ההפעלה לתמר, בעיקר על מנת שישמש להעברת קונדנסט, והפעלתו לצרכי הולכת גז טבעי תהיה לתקופה מוגבלת שאחריה יחזור וישמש להעברת קונדנסט.

3. במסגרת תוכנית פיתוח שלב 1א' לפרויקט לווייתן, קיבלו שותפי לווייתן אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט לווייתן שלפיו, שותפי לווייתן חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות, כמפורט בסעיף 7.2.2(יד) לעיל. ביום 21.2.2017 העניק שר האנרגיה ללווייתן מערכת הולכה בע"מ (חברה בבעלות שותפי לווייתן) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי לווייתן שמקורו בחזקות לווייתן, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון.

4. כמו כן, התקבלו היתרים ואישורים רבים נוספים מכח חוקים שונים הדרושים לצורך הפרויקטים השונים (ים תטיס, תמר ולווייתן).

כפיפות הפעילות של השותפות לחקיקה בקפריסין

7.23.6

פעילות חיפושי הנפט והגז בקפריסין כפופה לרגולציה הכוללת, בין היתר, חובת קבלת היתרים, רישיונות או זיכיונות לביצוע הפעילות, דרישות בקשר להיקפי ההשקעות ולוחות הזמנים לביצוע החיפושים, תשלום תמלוגים למדינה (מכוח הסכם הזיכיון המפורט בסעיף 7.4.3 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.

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 רישיון לצורך ביצוע סקרים סייסמיים 2D ו-3D, הניתן לתקופה של עד שנה, רישיון לחיפושי הידרוקרבונים ניתן לתקופה ראשונית של 3 שנים אשר יכול להיות מוארך בשתי תקופות נוספות בנות שנתיים כל אחת ורישיון להפקה (Exploitation) הניתן לתקופה של 25 שנה ויכול להיות מוארך לתקופה נוספת בת 10 שנים, בכפוף לעמידה בתנאי הרישיון. רישיון הפקה, בקשר עם ממצא מסחרי במהלך חיפושים, יינתן אחרי אישור של תוכנית פיתוח והפקה.

מערכת היחסים בין רפובליקת קפריסין לבין בעל רישיון מוסדרת באמצעות Production Sharing Contract (להלן בסעיף זה: "**הסכם זיכיון**"). הסכם זיכיון

קובע את מערכת היחסים, המחויבויות והזכויות של מחזיק הרישיון וכן את התנאים הפיסקליים להם כפוף מחזיק הרישיון. לפרטים נוספים אודות הסכם הזיכיון בבלוק 12, ראו סעיף 7.4.3 לעיל.

במהלך שנת 2014 החליטה רפובליקת קפריסין על הקמת חברה ממשלתית ייעודית, Cyprus Hydrocarbons Company Ltd, בבעלות ממשלת קפריסין, אשר הינה 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 ביאורים 10 ו-12 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

7.25 הסכמים מהותיים

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך התקופה שמיום 1.1.2020 עד למועד אישור הדוח, כמפורט להלן:

7.25.1 הסכמי מכירת גז טבעי למשק המקומי מפרויקט תמר ולוויתן (לפרטים ראו סעיפים 7.11.4 (א) ו- 7.11.4 (ב) 2 לעיל).

7.25.2 הסכם איזון של הגז המופק ממאגר תמר (לפרטים ראו סעיף 7.11.4 (א) 6 לעיל).

7.25.3 התקשרויות לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר ולוויתן (לפרטים ראו סעיף 7.11.5 לעיל).

7.25.4 הסכמי מימון (לפרטים ראו סעיף 7.20 לעיל).

7.25.5 הסכם זיכיון בבלוק 12 (לפרטים ראו סעיף 7.4.3 לעיל).

7.25.6 הסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG

במטרה לממש את שני ההסכמים בין השותפות ונובל לבין דולפינוס לייצוא גז טבעי למצרים ממאגרי תמר ולוויתן המפורטים בסעיפים 7.11.5 (א) 2 ו- 7.11.5 (ב) 2 (להלן בסעיף 7.25.6 זה: "הסכמי דולפינוס" או "הסכמי הייצוא למצרים"), חתמה EMED ביום 26.9.2018 על הסכמים לרכישת 39% מהון המניות של EMG (להלן: "עסקת EMG").

ביום 6.11.2019 הושלמה עסקת EMG, ביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לוויתן למצרים, וביום 30.6.2020 החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים.

השלמת עסקת EMG היתה מותנית, בין היתר, בחתימת הסכם קיבולת והפעלה (Capacity Lease & Operatorship Agreement – CLOA), בין EMED לבין EMG, במסגרתו תעניק EMG ל- EMED את הזכות הבלעדית לחכור ולהפעיל את צינור EMG לצורך הזרמת גז טבעי מישראל למצרים (להלן בסעיף 7.25.6 זה: "הסכם הקיבולת וההפעלה"), אשר נחתם ביום 30.6.2019, והכל כמפורט להלן:

(א) רקע כללי

EMG הינה חברה פרטית הרשומה במצרים שבבעלותה צינור ימי בקוטר של

26 אינטש ובאורך של כ-90 ק"מ המחבר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש וכן מתקנים נלווים (להלן ביחד: **"צינור EMG"**). צינור EMG תוכנן לקיבולת של כ- BCM 7 לשנה, עם אפשרות להגדלת הקיבולת לכ- BCM 9 לשנה באמצעות התקנת מערכות נוספות. הזרמת הגז בצינור EMG ממזרים לישראל הופסקה בשנת 2012, ולמיטב ידיעת השותפות, נכון למועד חתימת ההסכם, לא היתה ל-EMG פעילות מסחרית, והיא נותרה חשופה לתביעות¹⁹⁴ וחובות לרשויות, מממנים, ספקים ולקוחות בסכומים משמעותיים.¹⁹⁵ יצוין כי, במסגרת העסקה, השותפות לא נדרשה להעמיד בטחונות או ערבויות ביחס לחובותיה הקיימים של EMG.

בעלי המניות של EMG במועד חתימת ההסכם היו, כדלקמן:

- (1) EGI-EMG LP – 12% ;
 - (2) מרחב מ.נ.פ. בע"מ – 8.2% ;
 - (3) מרחב אמפל אחזקות באנרגיה, שותפות מוגבלת – 8.6% ;
 - (4) קבוצת מרחב – אמפל בע"מ – 8.2% (להלן: **"קבוצת מרחב אמפל"**) ;
 - (5) PTT – 25% ;
 - (6) MGPC – 28% ;
 - (7) EGPC – 10% ;
- (בעלי המניות (4) – (1) לעיל יכוננו להלן יחד בסעיף זה: **"המוכרות"**)

(ב) הסכמים לרכישת 39% מהון מניות EMG

ביום 26.9.2018 חתמה EMED עם המוכרות על ארבעה הסכמים נפרדים, דומים בעיקרם, לרכישת מניות EMG המוחזקות על ידי המוכרות, בשיעור כולל של 37% מהון המניות של EMG (להלן ביחד בסעיף זה: **"הסכמי רכישת המניות"**), וכן על הסכם נוסף לרכישת מניות בשיעור של 2% מ-MGPC (להלן: **"הסכם MGPC"**).

1. עיקרי הסכמי רכישת המניות

¹⁹⁴ כמו כן, למיטב ידיעת השותפות, ביום 30.12.2018 הגישה בז"ן ללשכת המסחר הבינלאומית (International Chamber of Commerce) בקשה לפתוח בבוררות נגד EMG בהתאם להסכם למכירת הגז טבעי שנחתם ביניהם ביום 12 בדצמבר 2010 (להלן: **"הסכם EMG-בז"ן"**). טענתה העיקרית של בז"ן הינה כי בשל אי אספקת גז טבעי בתקופת הסכם EMG-בז"ן וביטול ההסכם נגרם לה נזק משוער של כ- 350 מיליון דולר. כמו כן, טענתה המשנית של בז"ן הינה כי חלות מגבלות חוזיות על אחריות הנאמדות בסך של כ- 45 מיליון דולר, בתוספת ריבית. לטענת EMG, בז"ן אינה זכאית כלל לפיצוי מכיוון שהסכם EMG-בז"ן הושגה בשל אירועי כוח עליון, וכי על הטענות של בז"ן חלה התיישנות. עוד טוענת EMG כי אף אם יימצא כי בז"ן זכאית לפיצוי בגין נזקיה, סכום הפיצוי מוגבל לכ- 20 מיליון דולר בהתאם לתנאי הסכם EMG-בז"ן. הדיונים בבוררות התקיימו בימים 12.10.2020 עד 16.10.2020, וכללו הגשות בכתב שנמשכו עד ליום 18.12.2020. פסק הבוררות ניתן לצדדים ביום 5.3.2021 ובמסגרתו נדחו כל הטענות כנגד EMG ובז"ן חויבה בהוצאות.

¹⁹⁵ בהתאם לדוחותיה הכספיים של EMG לימים 31.12.2019 ו- 31.12.2018, נכסי EMG מסתכמים לכ- 402 מיליון דולר וכ- 105 מיליון דולר, בהתאמה; סך ההתחייבויות מסתכמות לכ- 390 מיליון דולר וכ- 520 מיליון דולר, בהתאמה; הון עצמי בסך של כ- 12 מיליון דולר וגרעון בהון העצמי בסך של כ- 415 מיליון דולר, בהתאמה. כמו כן, בשנים 2019 ו- 2018 לא הכירה EMG בהכנסות מפעילות, אך בשנת 2019 רשמה החברה הכנסות מהיפוך גרעית נכסים והסדרת חוב עם בנק מצרי אשר יצרו לה רווחים בסך של כ- 427 מיליון דולר, ומנגד נצברו לה בשנת 2019 הפסדים בסך של כ- 25 מיליון דולר. הדוחות הכספיים של EMG מוצגים בדולר של ארה"ב וערוכים לפי כללי החשבונאות המקובלים במצרים. יצוין כי, הדוחות הכספיים הנ"ל אינם כוללים הפרשה בגין תביעות אפשריות מצד לקוחות.

- א. עם התקיימות התנאים המתלים, שהעיקרים שבהם נזכרים בפסקה ה' להלן, והתנאים להשלמת עסקת EMG (Closing), המוכרות מכרו והעבירו ל-EMED את מניות EMG המוחזקות על ידן, בשיעור כולל של 37% מהון מניות EMG (להלן בסעיף זה: "**המניות הנרכשות**"), לרבות כלל הזכויות הנלוות למניות הנרכשות.
- ב. המוכרות, בעלי המניות במוכרות והחברות הקשורות למוכרות יוותרו על כל טענה, תביעה, פסק, החלטה, צו או סעד הקיימים להם כנגד ממשלת מצרים וחברות בבעלותה במסגרת הליכי הבוררות.¹⁹⁶
- ג. בתמורה למניות הנרכשות, לויתור על זכויותיהן במסגרת הליכי הבוררות, ולזכויות נוספות בהתאם להסכמי רכישת המניות, כאמור לעיל, שילמה EMED למוכרות במועד השלמת עסקת EMG (Closing), סך כולל של כ- 527 מיליון דולר ארה"ב (להלן בסעיף זה: "**התמורה**"), אשר מתוכו שילמה כל אחת מבין השותפות ונובל סך של כ- 188.5 מיליון דולר ארה"ב, והיתרה שולמה על-ידי השותף המצרי.
- ד. הדין החל על הסכמי רכישת המניות הוא דין אנגלי. מחלוקות בין הצדדים יידונו בבוררות בלונדון (על פי כללי הבוררות של London Court of International Arbitration).
- ה. ביצוע עסקת EMG נשוא הסכמי רכישת המניות היה מותנה בהתקיימות תנאים מתלים מקובלים ובין היתר: קבלת כל האישורים וההסכמות הנדרשים לשם העברת המניות הנרכשות מאת המוכרות ורישומן על שם EMED; קבלת האישורים וההסכמות הדרושים על-פי כל דין במצרים וישראל לקיום העסקאות נשוא הסכמי רכישת המניות ולהזרמת הגז בצינור EMG מישראל למצרים (לרבות אישור רשות התחרות); חתימה על הסכם הקיבולת וההפעלה והסרת כל מניעה מהותית לביצועו; השלמת הליך בדיקת נאותות (Due Diligence) הנדסית ביחס לצינור EMG, ובכלל זה ביצוע מבחני הזרמת גז רציפה מישראל למצרים דרך צינור EMG, בהתאם לכמויות ולתקופה שנקבעו; שינוי מבנה חוב קיים של EMG לטובת בנק מצרי ופריסתו מחדש לשביעות רצונה של EMED; קבלת כל האישורים הפורמליים הנדרשים אצל המוכרות, לרבות ביחס לבעלת השליטה בקבוצת מרחב אמפל הנמצאת בהליכי פירוק,

¹⁹⁶ יצוין כי חלק מהמוכרות, בעלי המניות במוכרות וחברות הקשורות למוכרות, ניהלו מספר הליכי בוררות במוסדות לבוררות בינלאומית כנגד ממשלת מצרים וחברות בבעלותה בקשר להפסקת הזרמת הגז ממצרים לישראל (להלן יחד בסעיף 7.25.6 זה: "**הליכי הבוררות**"). כמו כן, EMG הינה צד לבורריות כנגד חברות בבעלות ממשלת מצרים.

אישורי בית משפט¹⁹⁷, והשלמת כלל הסכמי רכישת המניות.

ו. ביום 31.7.2019 ניתנה החלטת הממונה על התחרות¹⁹⁸ בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות, המתירה את רכישת הזכויות בצינור EMG, בתנאים שעיקרם מפורטים להלן:

1. השותפות (וכל אדם קשור כהגדרתו בהחלטה (להלן: **"אדם קשור"**), נובל (וכל אדם קשור), EMG ו- EMED) ביחד ולחוד יקראו להלן: **"הצדדים"** (EMG ו- EMED) לא יסרבו לבקשה להחלפת גז ויספקו גז טבעי ללקוח בישראל אשר חתם על חוזה אספקת גז טבעי עם ספק גז טבעי במצרים באותה כמות ובאיכות שאינה נופלת מן האיכות שלה התחייב ספק הגז הטבעי במצרים כלפי הלקוח בישראל (להלן: **"הסדר להחלפת גז"**), בכלל זאת יעשו כל מאמץ סביר לרבות באמצעות שימוש בזכויותיהם בפרויקטי תמר ולוויתן, כדי להיענות לבקשה כאמור. כל זאת ובלבד שהספק המצרי יספק ללקוח של הספק הישראלי (קרי, שותפות תמר ושותפות לויתן) (להלן: **"הספק הישראלי"**) גז טבעי באותה כמות ובאיכות שאינה נופלת מן האיכות שבה התחייב הספק הישראלי למכור ללקוח במצרים.

2. חובת השותפות, נובל והצדדים כאמור בס"ק 1 לעיל היא עד לכמויות הגז הקבועות בתניות Take or Pay שחתמו שותפות לויתן או מי מהם ושותפות תמר או מי מהם לגביהם קיימים הסכמי הולכה בצינור EMG (קרי, כל הסכם לשימוש בקיבולת תשתית ההולכה של הצינור בכיוון שמאשקלון לאל עריש).

3. בגין גז טבעי שיוחלף במסגרת הסדר להחלפת גז, EMG לא תגבה מספק מצרי (קרי, ספק העומד בדרישות הדין המצרי לייצוא גז טבעי לישראל, ככל שישנן) סכום העולה על מחצית מדמי ההולכה בצינור EMG.

4. השותפות, נובל והצדדים לא יסרבו לספק שירותי הולכה בצינור EMG לגורם המבקש להעביר גז טבעי שמקורו אינו בספק ישראלי בצינור EMG מכיוון אשקלון לכיוון אל עריש (להלן: **"גורם אחר"**) המעוניין לקבל שירותי הולכה בצינור EMG עד להיקף הקיבולת הפנויה (קרי, קיבולת בצינור EMG שאינה דרושה באופן סביר

¹⁹⁷ ביום 16.11.2018 התקבל האישור הנדרש מבית המשפט לפשיטת רגל בניו יורק.
¹⁹⁸ https://www.gov.il/BlobFolder/legalinfo/decisions037056/he/decisions_037056.pdf

לשותפות תמר או שותפות לויתן).

5. על אף האמור, חובת אספקת שירותי ההולכה לא תחול באחד המקרים שלהלן: (א) הגורם האחר סירב לחתום עם הצדדים על הסכם הולכה למרות שמנהל רשות הגז הטבעי אישר כי אין בתנאי הסכם ההולכה תנאים המכבידים על הגורם האחר מעבר לנדרש; (ב) הגורם האחר סירב לעמוד בתנאים שעליהם הורה מנהל רשות הגז הטבעי ביחס להסכם הולכה כאמור.

6. EMED לא תממש את האופציה להארכת הסכם הקיבולת וההפעלה בעשר שנים נוספות ללא קבלת היתר מראש מהממונה על התחרות.

לעניין העתירה שהוגשה לבית הדין לתחרות בבית המשפט המחוזי בירושלים לגבי אישור הממונה על התחרות כאמור, ראו סעיף 7.26.8 להלן.

ז. לעניין חתימת הסכם בין נובל לבין נתג'ז לעניין הולכת גז טבעי לצינור EMG באמצעות מערכת נתג'ז, ראו סעיף 7.12.2(ב)3.ב לעיל.

2. עיקרי הסכם MGPC

בד בבד עם חתימת הסכמי רכישת המניות, נחתם הסכם בין EMED לבין MGPC, לפיו העבירה MGPC ל-EMED, ללא תמורה כספית, עם השלמת הסכמי רכישת המניות, 2% ממניות EMG המוחזקות על-ידה, וזאת כנגד סיום מחלוקות בין חלק מהמוכרות לבין MGPC. לאחר השלמת עסקת EMG, ונכון למועד דוח זה, בעלי המניות ב-EMG הינם, כדלקמן:

- (1) EMED – 39% ;
- (2) PTT – 25% ;
- (3) MGPC – 17% (בשליטת ד"ר עלי אבסן) ;
- (4) השותף המצרי – 9% ;¹⁹⁹
- (5) EGPC – 10% .

(ג) הסכם הקיבולת וההפעלה – Capacity Lease & Operatorship Agreement
 כאמור, השלמתה של עסקת EMG היתה מותנית, בין היתר, בחתימת הסכם הקיבולת וההפעלה בין EMED ל-EMG, במסגרתו תעניק EMG ל-EMED את הזכות הבלעדית לחכור ולהפעיל את צינור EMG לכל תקופת הסכמי

¹⁹⁹ למיטב ידיעת השותפות, MGPC העבירה לשותף המצרי את המניות הנ"ל.

דולפינוס, עם אפשרות להארכת ההסכם. על פי הסכם זה, אשר נחתם ביום 30.6.2019, העלויות הנדרשות להשמת צינור EMG, ועלויות ההפעלה השוטפות של הצינור, תחולנה על EMED (להלן יחד בסעיף זה: **"עלויות ההפעלה"**), ואילו EMG תהיה זכאית לקבל את דמי ההולכה השוטפים שתשלם דולפינוס עבור השימוש בצינור (להלן בסעיף זה: **"דמי ההולכה"**) בניכוי עלויות ההפעלה. נכון ליום 31.12.2020 השקיעו נובל והשותפות בהשמת צינור EMG, באמצעות EMED, סך של כ- 124 מיליון דולר²⁰⁰ אשר רובם יוחזרו מהתזרים הנובע מהתשלום בגין הזרמת הגז ל-EMED.

בד בבד עם חתימת הסכמי הייצוא למצרים, נחתם ביום 26.9.2019 הסכם בין השותפות ונובל לבין שותפי תמר ושותפי לויתן בקשר עם הקצאת הקיבולת – Capacity Allocation Agreement (להלן בסעיף זה: **"הסכם הקצאת קיבולת"**) במערכת ההולכה מישראל למצרים. חלוקת הקיבולת במערכת ההולכה מישראל למצרים (צינור EMG וצנרת ההולכה בישראל) תהיה על בסיס יומי, לפי סדר קדימות, כדלקמן:

1. רובד ראשון - עד MMbtu 350,000 ליום יוקצה לטובת שותפי לויתן.
2. רובד שני - הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד MMbtu 150,000 ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן: **"מועד הגדלת הקיבולת"**), ו-200,000 MMbtu ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת - תוקצה לטובת שותפי תמר.
3. רובד שלישי - כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לויתן.

במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לויתן סכום של 200²⁰¹ מיליון דולר (להלן: **"דמי השתתפות לויתן"**) ושותפי תמר שילמו סכום של 250²⁰² מיליון דולר (להלן: **"דמי השתתפות תמר"**) וזאת בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי ממאגרי לויתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG והכל לצורך מימוש הסכמי הייצוא למצרים. יצוין כי, דמי השתתפות לויתן ודמי השתתפות תמר הסופיים ייקבעו עד ליום 30.6.2022, בהתאם ליחס כמויות הגז שסופקו בפועל על-ידי שותפי לויתן ושותפי תמר דרך צינור EMG עד לאותו מועד (לרבות כמויות גז שטרם סופקו ושולם בגין מכוח התחייבות Take or Pay).

בנוסף, נקבעו בהסכם הקצאת הקיבולת הסדרים להשתתפות בעלויות עסקת EMG, עלויות נוספות בקשר עם הזרמת הגז וכן השקעות שיידרשו לצורך ניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור EMG, שתשולמנה בחלוקה בין שותפי לויתן לבין שותפי תמר. לפרטים בדבר הסכם שנחתם בהתאם לעקרונות אלו ראו סעיף 7.11.4(א)6 להלן.

²⁰⁰ מתוכם כ-72 מיליון דולר הושקעו במימון העסקאות המשותפות מיכל מתן ורציו ים במסגרת הסכם הקצאת הקיבולת.
²⁰¹ חלק השותפות 90.7 מיליון דולר.
²⁰² חלק השותפות 11 מיליון דולר.

הסכם הקצאת הקיבולת קובע בנוסף גם עקרונות להסדר של "גיבוי" בין שותפי תמר לבין שותפי לווייתן לפיו החל מיום 30.6.2020 ועד למועד הגדלת הקיבולת, ככל ששותפי תמר לא יוכלו לספק את הכמויות שהתחייבו לספק לדולפינוס יספקו שותפי לווייתן לשותפי תמר את הכמויות הנדרשות.

תקופת הסכם הקצאת הקיבולת הינה עד לסיום הסכמי הייצוא למצרים, אלא אם הגיע לסיומו קודם לכן במקרים הבאים: הפרת התחייבות תשלום שלא תוקנה על ידי הצד המפר; במקרה בו רשות התחרות לא אישרה הארכתו של הסכם הקיבולת וההפעלה בהתאם להחלטת הממונה על התחרות, כמפורט בסעיף 7.25.6(ב) לעיל. כמו כן, לכל צד תהיה זכות לסיים את חלקו בהסכם הקצאת הקיבולת ככל שהסכם הייצוא שלו בוטל.

למיטב ידיעת השותפות, ביום 26.8.2019 הגישה חברת PTT, שבבעלותה 25% ממניות בחברת EMG, תביעה בבית הדין הכלכלי בפורט סעיד, מצרים, נגד EMG וצדדים נוספים. בכתב התביעה מבקשת PTT את ביטול החלטות האסיפה הכללית של EMG מיום 10.6.2019, ובכלל זאת ביטול ההחלטה בדבר אישור החתימה על הסכם הקיבולת וההפעלה. לטענת PTT, החלטות אלה מהוות קיפוח בעלי מניות מיעוט והן נוגדות את טובת החברה, וזאת בניגוד להוראות חוק החברות המצרי, לו כפופה חברת EMG. נכון למועד אישור הדוח, הדיון בתביעה נדחה לחודש אפריל 2021.

(ד) הסכם בעלי המניות ב-EMED

בסמוך למועד חתימת הסכמי רכישת המניות, חתמו בעלי המניות ב-EMED על הסכם בעלי מניות המסדיר את מערכת היחסים ביניהם כבעלי מניות ב-EMED, ובכלל זאת הוראות בדבר החלטות מהותיות שתתקבלנה פה אחד. כמו כן, נקבעו הסדרי זכות סירוב ראשונה על העברת מניות ב-EMED.

(ה) הסכם עקרונות לשימוש בתשתיות נוספות

בד בבד עם חתימת הסכמי רכישת המניות, כמתואר לעיל, נחתם הסכם עקרונות בין השותפות ונובל לבין השותף המצרי (אשר בהחזקתו הצינור הפן ערבי במקטע מאל עריש לעקבה, וחברה קשורה של דולפינוס, לפיו הסכימו הצדדים, כי השותפות ונובל תקבלנה גישה לקיבולת נוספת במערכת ההולכה המצרית, באמצעות הצינור הפן-ערבי, בנקודת הכניסה למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה אשר תאפשר הזרמת גז בכמויות נוספות מעבר לכמויות הגז שיוזרמו דרך צינור EMG (להלן בסעיף זה: "**התשתית הנוספת**") לשם יישום הסכמי דולפינוס והסכמים נוספים למכירת גז טבעי למצרים. כמו כן, הסכימו הצדדים לבחון פרויקטים נוספים להולכת גז טבעי מישראל למתקנים וללקוחות פוטנציאליים במצרים.

(ו) הסכם בין EMG לבין קצא"א ושירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ

ביום 1.7.2019 נחתם הסכם בין EMG לבין קצא"א ושירותי תשתיות אילת-אשקלון בע"מ (להלן בסעיף זה: "**חברות קצא"א**" ו-"**הסכם קצא"א**" או

"ההסכם", בהתאמה) להסדרת שכירות משנה בשטחים בתוך מתחם קצא"א
בנמל אשקלון, זכויות מעבר בנמל ושימוש על ידי EMG ו- EMED במתקן
הגז הטבעי הממוקם במתחם זה וזאת לצורך הזרמת הגז הטבעי בצינור
EMG.

בתמורה לזכויות אלו, חברות קצא"א זכאיות לתשלומים כמפורט בהסכם.
הסכם קצא"א נכנס לתוקף ביום 6.11.2019, יחד עם סגירת עסקת EMG
ויעמוד בתוקפו (אלא אם בוטל קודם לכן, בין היתר, על ידי EMG במקרה
שהסכמי הייצוא למצרים מבוטלים בשל הפרה של הרוכש או עקב כוח עליון,
והכל בהתאם להוראות ההסכם) עד ליום 10.6.2030. על פי ההסכם ובכפוף
להוראותיו (לרבות הארכת הסכם החכירה בין שירותי תשתיות אילת-אשקלון
בע"מ לבין רשות מקרקעי ישראל), EMG תהיה רשאית להאריך את תקופת
ההסכם עד ליום 6.10.2043.

לצורך הבטחת התשלומים לחברות קצא"א, EMG נדרשת להמציא ערבות
בנקאית (המתחדשת על פני תקופת ההסכם) ע"ס 4 מיליון דולר ארה"ב (להלן
בסעיף זה: "סכום הערבות"). נכון למועד אישור הדוח, EMG לא העמידה את
הערבות הבנקאית ובמקומה EMED העמידה ערבות חברה עד לסך של סכום
הערבות, המגובה בשתי ערבויות בנקאיות ע"ס 2 מיליון דולר ארה"ב כל אחת
אשר סופקו על-ידי השותפות ונובל (להלן בסעיף זה: "הערבויות הבנקאיות").
הערבות שהעמידה EMED תפקע ותתבטל במקרה ש: (א) בוטלו כל
התחייבויות EMG כלפי חברות קצא"א; (ב) חברות קצא"א קיבלו תשלום
בגובה סכום הערבות עקב מימוש הערבויות הבנקאיות; (ג) הערבויות
הבנקאיות הוחלפו בערבות בנקאית שסופקה על-ידי EMG; או (ד) פקעו או
בוטלו הערבויות הבנקאיות. עוד יצוין כי על פי תנאי הערבות שהעמידה
EMED, חברות קצא"א תהיינה מחויבות לממש קודם את הערבויות
הבנקאיות ורק במקרה של אי תשלום, תהיינה רשאיות להפעיל את ערבות
EMED.

לצד חתימת ההסכם, סיפקו שותפות תמר ולוויתן מכתב שחרור לפיו כל אחת
מהשותפות משחררת את חברות קצא"א מכל תביעה עתידית שתהיינה בגין
נזק שייגרם לה (אם ייגרם) עקב פעולה או מחדל של חברות קצא"א או מי
מטעמן כצדדים להסכם קצא"א או כמפעילות נמל אשקלון (למעט נזק הנגרם
בזדון).

חברות קצא"א סיפקו מכתב דומה לטובת שותפות תמר ולוויתן.

7.25.7 הסכם תפעול משותף בחזקות תמר ודלית

(א) כללי

פעילות החיפושים וההפקה במסגרת החזקות בפריקט 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 7.2 לעיל (להלן בסעיף זה: "ההסכם" או "JOA").

מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי החזקות בפרויקט תמר (להלן בסעיף זה: "נכסי הנפט").

(ב) אופן ההתחשבות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל הידורקרבוני 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 המשותפות²⁰³, וכל זיכויים לחשבון המשותף²⁰⁴, יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי השתתפות 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 כי, החל מיום 1.1.2016, נובל תהיה זכאית לתשלום הוצאות עקיפות בשיעור של 1% מסך ההוצאות הישירות, למעט ביחס לפעולות שיווק ואגרות, המפורטות בתיקון להסכם כאמור.

(ג) זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

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. תפקיד המפעיל אינו ניתן להמחאה ללא הסכמה מראש ובכתב של הצדדים ל-JOA (שאינם מפעיל) וכן כל הסכמה שתידרש מטעם הממונה לענייני הנפט, למעט המחאה לצד קשור של המפעיל כהגדרתו בהסכם.

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

²⁰³ 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.

²⁰⁴ בהתאם להגדרות ה-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

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 ההתחשבות 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 המפעיל יודיע מיידי 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 ליחוס 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.

(ד) ועדת התפעול (Operating Committee)

הוקמה ועדת תפעול משותף (להלן בסעיף זה: "הוועדה") לפיקוח ומתן הנחיות בכל הקשור לפעילות המשותפת בשטח החזקות. סמכויות הוועדה 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 רשיונות 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 הוועדה.

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. די בהחלטה חיובית של צד אחד כלשהו ל- JOA על מנת לאשר כל בקשת רישיון או חידוש רישיון או חזקה.

(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 שאושר, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE). במידה שהמפעיל 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 שהוועדה 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 יכלול, 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). אם המפעיל 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 תוכנית ההפקה המוצעת לשנה שלאחר מכן. על תוכנית 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 הוועדה 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 1 מיליון דולר ביחס לשלב ההפקה.

(ו) פעולות Sole Risk

פעולות שאינן 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 הוועדה 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, ועדת התפעול יכולה להעביר את המפעיל מתפקידו בהודעה בכתב למפעיל של 90 ימים מראש, אם המפעיל, לפי דעתם הסבירה של הצדדים האחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) ביצע 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.

במקרה של התפטרות המפעיל או העברתו מתפקידו, תבחר ועדת התפעול בהקדם האפשרי, אך בכל מקרה תוך 30 ימים ממועד מתן ההודעה על התפטרות המפעיל או על ההעברה מתפקידו כאמור לעיל, את אחד הצדדים ל-JOA (שאינם מפעיל) שיסכים לקבל על עצמו את תפקיד המפעיל וזאת בכפוף לכל אישור שיידרש מטעם הממונה על ענייני הנפט. במקרה של העברת המפעיל מתפקידו, אם המפעיל היוצא יחליט שלא להצביע בעד אחד מהצדדים ל-JOA (שאינם מפעיל) כמפעיל חדש אלא להצביע בעד עצמו או בעד צד קשור למפעיל היוצא, אזי הצבעתו לא תיחשב במניין הקולות של ההצבעה. במידה והצדדים לא יבחרו במפעיל חדש, ימונה הצד ל-JOA (שאינו מפעיל) אשר מחזיק באחוז הגדול ביותר מסך כל זכויות ההשתתפות כמפעיל, וזאת ככל שיסכים לקבל על עצמו את התפקיד ובכפוף לכל אישור שיידרש מטעם הממונה על ענייני הנפט. במידה שישנם שני צדדים המחזיקים באחוז הגדול ביותר מסך כל זכויות ההשתתפות, ההכרעה מבין השניים תתקבל בהצבעה של ועדת התפעול.

(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 ותורפות הצדדים הלא מפרים עקב הפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכויות ותורפות אחרות שתעמודנה לצדדים הלא מפרים.

(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 יישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לאינטרס האמור; השעבוד 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, וכן זכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים ברישיון.

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.

(יא) זכויות וחובות לגבי הפקה

לכל צד יש את הזכות והחובה לקחת את חלקו בהידרוקרבונים שהופקו מהחזקות, בהתאם להוראות ה-JOA. ה-JOA לא מסדיר את המכירה המשותפת של גז טבעי או גט"ן שיופק מהחזקות.

(יב) הדין החל ויישוב סכסוכים

ה-JOA כפוף לחוקי אנגליה וויילס. כמו כן, כל סכסוך יוכרע במסגרת הליך בוררות בהתאם לכללי הבוררות של לשכת המסחר הבינלאומית. במסגרת הליך הבוררות ימונה בורר יחיד אשר לא יהיה תושב או אזרח ישראלי או אנגלי.

7.25.8 הסכם תפעול משותף בחזקות לווייתן²⁰⁵

(א) כללי

הפעילות במסגרת חזקות לווייתן נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 31.8.2008 (כפי שתוקן מעת לעת), אשר הצדדים לו כיום הינם השותפות ויתר השותפים בחזקות לווייתן כמפורט בסעיף 7.2.1 לעיל (להלן בסעיף 7.25.8: "ההסכם" או "JOA").

מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי חזקות לווייתן (להלן בסעיף 7.25.8: "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 בנכס 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 החביויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות²⁰⁶, וכל זיכויים לחשבון המשותף²⁰⁷, יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בנכס 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. 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 מיליון דולר -	4%
מ- 4 ועד 7 מיליון דולר -	3%
מ- 7 ועד 12 מיליון דולר -	2%
מעל 12 מיליון דולר -	1%

שיעור ההוצאות הבלתי ישירות לשלב הפיתוח וההפקה לא נקבע בהסכם וביום 30.6.2016 נחתם תיקון להסכם התפעול המשותף בפרויקט לווייתן, לפיו

²⁰⁵ יצוין, כי עד יום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד. ²⁰⁶ 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. ²⁰⁷ בהתאם להגדרות ה-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

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

בהתאם ל- JOA יהיה המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות, הכוללות בין היתר, הכנת תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות לתשלום, ביצוע תוכנית העבודה על-פי אישור ועדת התפעול המשותף, תכנון והשגת כל האישורים והחומרים הדרושים לביצוע, ומתן שירותי ייעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו צד קשור/מסונף)²⁰⁸ 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 לרכוש 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

²⁰⁸ לעניין זה, "צד קשור/מסונף" מוגדר ב- JOA כגוף משפטי השולט או הנשלט על-ידי צד ל- JOA (במישרין או בעקיפין); ו- "שליטה" משמעו הבעלות (במישרין או בעקיפין) על יותר מ-50% מזכויות ההצבעה או היכולת לשלוט בקבלת ההחלטות בגוף המשפטי האמור.

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. 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 המשוּפּים**") לא יישא (למעט כצד בשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים מהפעולות המשותפות, 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 המשוּפּים 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.

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 בהתאם לשיעור 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, לחיפוש 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.

עוד יצויין כי, על מנת לאשר החלטה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים. די בהחלטה חיובית של צד אחד כלשהו ל- JOA על מנת לאשר כל בקשת רישיון או חידוש רישיון או חזקה.

(ה) תכניות עבודה ותקציבים

ה- JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה- JOA חל עליהם.

ביום הראשון לחודש אוקטובר או לפני מועד זה בכל שנה קלנדרית, המפעיל יגיש לצדדים תוכנית עבודה ותקציב מוצעים להפקה, המפרטים את הפעולות המשותפות שיבוצעו באזור ההפקה וכן את לוחות זמני ההפקה המתוכננים עבור השנה הקלנדרית הבאה, ועל ועדת התפעול להחליט בתוך 30 יום מהגשת ההצעה כאמור על תוכנית העבודה והתקציב להפקה.

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 לאישור וועדת התפעול AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות הנ"ל אינן

פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

יצוין כי ה-JOA מתיר לצדדים האחרים שאינם המפעיל להגיש תכניות עבודה ותקציבים שונים מאלו שהוגשו על ידי המפעיל, לאישור ועדת התפעול. במידה ותכניות העבודה והתקציבים שהוגשו על ידי הצדדים לא יאושרו על ידי ועדת התפעול ברוב קובע כאמור לעיל, אז תוכנית העבודה שקיבלה את מירב ההצבעות בעד תאושר, ככל שזו עומדת במחויבות הנדרשות על פי תנאי העבודה המינימליים שנקבעו ביחס לנכס הנפט.

(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 הצדדים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור.

ה-JOA כולל הוראות שונות המתייחסות לפעולות Sole Risk – דהיינו ביצוע קידוחים, מבחנים ופיתוח, שלא בהסכמת כל הצדדים ואשר בתנאים מסוימים המפורטים בהסכם ניתן לבצען על-ידי חלק מהצדדים. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות כאמור, 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, יישאו בקנסות וריביות הקבועות בהסכם התפעול המשותף.

(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 פירעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (2) אם ניתנה 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 המפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ה-JOA ולא החל בתיקון ההפרה בתוך 30 יום מהמועד שיקבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה, או שלא פעל להשלמת תיקון ההפרה. כל החלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם המפעיל) ליתן הודעת הפרה למפעיל או להעברת המפעיל מתפקידו תידרש הצבעה חיובית בעד ההחלטה של אחת או יותר מהצדדים שאינם המפעיל (או שאינם צד קשור/מסונף של המפעיל), המייצגים 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 ימונה לתפקיד המפעיל נגד רצונו. למפעיל שהועבר מתפקידו או לצד קשור/מסונף לו אין זכות להצביע עבור עצמו או להיות מועמד לתפקיד המפעיל.

(ח) ועדת התפעול (Operating Committee)

במסגרת ה- JOA הקימו הצדדים ועדת תפעול (Operating Committee), אשר בסמכותה ותפקידה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי נכסי הנפט שה- JOA חל עליהם, לחיפושים וניצול שטחי נכסי הנפט בהתאם להסכם ובאופן ראוי בהתאם לנסיבות. ועדת התפעול מורכבת מנציגי הצדדים (וחליפיהם) ולכל נציג של צד כאמור יהיה קול השווה לזכות ההשתתפות של הצד אותו הוא 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 שני צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים, כהגדרתם לעיל) המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 60% מסך כל זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט.

עוד יצוין כי, על מנת לאשר החלטה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים. על מנת לאשר כל בקשת רישיון או חידוש רישיון או חזקה די בהחלטה חיובית של צד אחד כלשהו ל- JOA.

(ט) סנקציות החלות על הצדדים 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 הפרה, וכל עוד ההפרה נמשכת, 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 אופציה זו במועד שליחת ההודעה בדבר מימוש האופציה, ייחשב הצד המפר כמי שהעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, ללא עיכוב, 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 (בהתאם לשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל הסכומים המגיעים ממנו על-פי ה-JOA. לפיכך, כל צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענות קיזוז ולא יהיה רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו כנגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(י) 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: (א) קיבל את האישור הממשלתי הדרוש ולא סיפק את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או על-פי תנאי נכס הנפט; (ב) התחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA בגין זכויות ההשתתפות המועברות אליו; ו-(ג) כל הצדדים האחרים הסכימו בכתב להעברה. כמו כן הצדדים יהיו רשאים להימנע ממתן אישורם רק אם הנעבר לא הראה לשביעות רצונם הסבירה שיש לו את היכולת לקיים

את חובות התשלום שלו לפי החזקות וה- JOA ויכולת טכנית לתרום לתכנון ולביצוע הפעילות המשותפת. אולם, במקרה של העברה לצד קשור, לא נדרשת הסכמת יתר הצדדים, וזאת בכפוף לכך שהצד המעביר נותר אחראי לכך שהגוף הנעבר ממלא את מלוא התחייבויותיו.

4. אין באמור לעיל כדי למנוע מצד ל- JOA לשעבד כל או חלק מזכויות ההשתתפות שלו כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד יישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לזכות האמורה. השעבוד או המשכון כאמור יהיו כפופים לכל אישור ממשלתי שיידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה- JOA.

5. העברת זכויות השתתפות של צד בנכסי הנפט, כולן או חלקן, (למעט העברה לצד קשור או שעבוד הזכויות כמפורט לעיל) תהא כפופה למתן הודעה לצדדים האחרים, בה יגלה המעביר לצדדים האחרים את תנאי העסקה הסופיים ויעניק להם זכות סירוב ראשונה. עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את זכויות ההשתתפות נשוא העסקה מהמעביר באותם תנאים (וללא כל הסתייגות) על ידי מתן הודעה נגדית בתוך 30 ימים ממסירת ההודעה. במקרה שיותר מצד אחד מודיע בדבר כוונתו לממש את זכות הסירוב הראשונה, מכירת הזכויות תתבצע באופן יחסי לשיעור זכויות ההשתתפות של אותם צדדים.

(יא) שינוי שליטה

במקרה של שינוי שליטה אצל אחד מהשותפים, יספק אותו צד ליתר הצדדים: (א) את כל האישורים הממשלתיים הנדרשים, וכן הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה; ו- (ב) יספק לצדדים האחרים בטוחות ביחס ליכולת הפיננסית לעמוד בהתחייבויות על-פי ההסכם. בנוסף, על הצד שאצלו מתבצע שינוי כאמור, על השותף למסור הודעה על שינוי השליטה לשותפים האחרים (להלן: "ההודעה"). בסעיף זה, "שינוי שליטה" פירושו - כל שינוי ישיר או עקיף בשליטה של צד (לרבות בדרך של מיזוג, מכירת מניות, אינטרסים אחרים או דרך אחרת) אשר שווי חזקות לויתן שברשותו מהווה למעלה מ-50% משווי השוק של מלוא הנכסים של אותו צד. ההודעה תכלול, בין היתר, את שווי השוק של זכויות השותף לפי ההסכם ה- JOA, על סמך הסכום שרוכש השליטה מוכן לשלם בעסקה הבלתי תלויה (arm's length transaction). עם מסירת ההודעה כאמור, תעמוד לכל אחד מהצדדים האחרים הזכות לרכוש את מלוא זכויות השותף שאצלו מתבצע שינוי השליטה, בפרק זמן של 30 ימים ממסירת ההודעה, והרכישה תהיה בהתאם לתנאים ולגובה סכום הרכישה שנמסר. יצויין גם כי בהתאם לתנאים שנקבעו ב- JOA הצדדים האחרים יכולים לערער על השווי שנמסר בהודעה על שינוי השליטה.

במקרה שיותר מצד אחד מודיע כי ברצונו לממש את זכותו לרכוש את הזכויות כאמור, החלוקה תתבצע באופן יחסי לשיעור זכויות ההשתתפות של הצדדים.

פרישה מה-JOA (יב)

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, וכן זכויותיו 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.

זכויות וחובות לגבי הפקד (יג)

לכל צד יש את הזכות והחובה לקחת את חלקו בהידרוקרבוניים שהופקו מהחזקות, אלא אם יוסכם אחרת.

הדין החל ויישוב סכסוכים (יד)

ה-JOA כפוף לחוקי אנגליה וויילס. סכסוך יוכרע במסגרת הליך בוררות בהתאם לכללי הבוררות של בית המשפט הבינלאומי לסכסוכים בלונדון (LCIA).

7.25.9 הסכם תפעול משותף בבלוק 12

הסכם התפעול המשותף כאמור מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול שחל במסגרת פרויקט לוויטן (לפרטים ראו סעיף 7.25.8 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.

7.25.10 תמלוגים למדינה, ולצדדים קשורים ושלישייםכללי (א)

על פי חוק הנפט, בעל חזקה חייב בתמלוג למדינה בשיעור שמיניתי (12.5%) מכמות הנפט והגז הטבעי שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק של התמלוג על פי הבאר (להלן: "תמלוגי המדינה").

נוסף לתמלוגי המדינה, משלמת השותפות תמלוגים, על פי שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר, לצדדים קשורים ושלישיים (להלן: "בעלי התמלוגים") על פי התחייבויות שמקורן בהסכם להעברת זכויות בנכסי נפט

לשותפות, כפי שיפורט בסעיף זה להלן, והתחייבויות שמקורן בהסכם השותפות המוגבלת של אבנר.

(ב) חישוב שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר

כאמור, על פי חוק הנפט, בעל החזקה ישלם למדינה את "שווי השוק של התמלוג על פי הבאר". קביעת שיטה לחישוב שווי השוק של התמלוג על-פי הבאר נדרשת, שכן מכירות הגז הטבעי מתומחרות בנקודת מסירת הגז בחוף ולכן, המחיר החוזי שנקבע בהסכמי מכירת הגז גבוה יותר מהמחיר שהיה נקבע, לו היה הגז נמסר על פי הבאר. כתוצאה מכך, השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה נמוך למעשה משיעור של שמינית (להלן: "השיעור האפקטיבי").

לפרטים בדבר הנחיות שפרסם משרד האנרגיה לגבי אופן החישוב של שווי השוק של תמלוג המדינה על פי הבאר, ראו בסעיף 7.23.4 (ב) לעיל.

להלן יובאו פרטים בדבר אופן חישוב השיעור האפקטיבי של תמלוג המדינה בפרויקטים של השותפות ובדבר הדיונים עם המדינה בעניין זה.

(ג) חישוב שווי השוק של תמלוגי המדינה בפרויקטים של השותפות²⁰⁹

1. תמלוגי המדינה בפרויקט ים תטיס

בשנת 2004 הגיעו שותפי פרויקט ים תטיס והממונה על ענייני הנפט להסכמה בדבר אופן חישוב השיעור האפקטיבי של תמלוג המדינה, לפיה הכירה המדינה בסוגי הוצאות מסוימים אשר ינוכו מסך המכירות.

בחודש פברואר 2019 נחתם בין שותפי ים תטיס לבין משרד האנרגיה הסכם על דוחות תמלוגים סופיים לשנים 2011-2013. לפי ההסכם נקבע כי שותפי ים תטיס זכאים להחזר בסך של כ- 4.4 מיליון דולר (100%) אשר קוזז כנגד תשלומי תמלוגים חודשיים בפרויקט ים תטיס.

יצוין כי, טרם נסתיימה ביקורת משרד האנרגיה על דוחות התמלוגים לשנים 2014-2020, אך לאור העובדה שהיקפי ההכנסות מהפרויקט בשנים 2014-2020 היה לא מהותי, הפערים הנובעים משיעור המקדמות לאותן השנים לשיעור התמלוג האפקטיבי בו עשתה השותפות שימוש בדוחותיה הכספיים, אינו מהותי.

יצוין כי, ההפקה ממאגר מרי B הסתיימה בחודש מאי 2019.

2. תמלוגי המדינה בפרויקט תמר

א. לעמדת משרד האנרגיה, ההסכמה בדבר אופן חישוב שווי תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס, לא חלה ביחס לתמלוגי המדינה בפרויקט תמר. לאחר דיונים שקיימו השותפים

²⁰⁹ יצוין, כי אופן חישוב שווי השוק על פי הבאר של התמלוגים המשולמים לבעלי התמלוגים, נעשה בהתאם לחישוב השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה ביחס לפרויקט תמר.

בפרויקט תמר, לרבות השותפות, עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר, שילמו שותפי תמר למדינה מקדמות, בהתאם לדרישת משרד האנרגיה ותחת מחאה, על חשבון התמלוגים, בשיעור 11.65%, 11.3% ו- 11.3% בגין השנים 2018, 2019 ו- 2020, בהתאמה. עמדת המפעילה ויתר שותפי תמר היא כי תחשיב השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט תמר צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט, וכי השיעור האפקטיבי הממוצע של תמלוגי המדינה בשנים 2013-2020 צריך להיות נמוך יותר.

ב. יצוין כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט תמר בשנים 2018, 2019 ו- 2020, עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, היה כ- 11.16%, 11.3% וכ- 11.34%, בהתאמה.²¹⁰

הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בגין השנים 2013-2020, עומד על כ- 16.8 מיליון דולר. לפרטים נוספים בעניין זה, ראו ביאור 15 לדוחות הכספיים.

ג. 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.

ד. ביום 6.9.2020 פרסם מינהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הוראות הממונה על ענייני הנפט בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בחזקת תמר²¹¹ (בסעיף זה: "ההוראות") בהוראות פורטו, בין היתר, העקרונות הבאים:

ההוצאות שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר:

(א) ההוצאות ההוניות (capex) - עלות בגין צנרת ההובלה מהסעפת הראשית לאסדת תמר (להלן: **האסדה**) ומהאסדה למתקן הקבלה באשדוד ה-AOT (להלן: **מתקן הקבלה**), תוכר בשיעור של 100%; העלות בגין האסדה ומתקן הקבלה, תוכר בשיעור של 82%.

(ב) ההוצאות התפעוליות (opex) - הנבעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות, המפורטות להלן יוכרו בשיעור של

²¹⁰ יצוין כי, בנתוני התזרים המהווים של פרויקט תמר הניחה השותפות כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%.

82% : הוצאות שכר עבודה של העובדת באסדה ובמתקן הקבלה; הוצאות אחזקה ותיקונים; הוצאות נסיעות והובלה לאסדה; הוצאות מזון לעובדים באסדה ובמתקן הקבלה; הוצאות שמירה ואבטחה באסדת תמר ובמתקן הקבלה; הוצאות בגין ייעוץ מקצועי והנדסי; הוצאות ביטוח.

כמו כן, אם מחיר המכירה החוזה כולל רכיב של תעריף הולכה המשולם לנתג"ז, יוכרו כל הוצאות ההולכה ששולמו על ידי בעל החזקה. עלויות הנטישה תוכרנה לצורך חישוב התמלוג בהתאם להוראות הכלליות ראו בסעיף 7.23.3(ב) לעיל. אולם התנאים המצטברים לעניין חזקת תמר יהיו: הופקו במצטבר לפחות 170 BCM מהגז במאגר ותכנית הנטישה אושרה על ידי המומנה.

3. תמלוגי המדינה בפרויקט לווייתן

החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן משלמים שותפי לווייתן למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשיעור של כ- 11.3% וזאת בהתאם למכתב דרישה שהתקבל ממשרד האנרגיה בחודש ינואר 2020.

יצוין כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לווייתן בשנת 2020, עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים, היה כ- 11.81%²¹². הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בגין שנת 2020, עומד על כ- 2.6 מיליון דולר. לפרטים נוספים בעניין זה, ראו ביאור 15 לדוחות הכספיים.

(ד) תשלום תמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים²¹³

1. כללי

נוסף לתמלוגי המדינה, משלמת כאמור השותפות תמלוגים לצדדים קשורים ושלישיים, בהתאם להתחייבויות שהשותפות ואבנר קיבלו על עצמן בעבר, כפי שיפורט להלן.

²¹² יצוין כי, בנתוני התזרים המהווים של פרויקט לווייתן הניחה השותפות כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%.
²¹³ בעקבות מיזוג השותפויות, כל ההתחייבויות לתשלום תמלוגים לבעלי התמלוגים האמורים חלות כיום בגין כל נכסי הנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם שיעור התמלוגים בגינם הופחת ב- 50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג, הואיל והשותפות 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 ששילמה השותפות טרם המיזוג לקבוצת דלק ודלק אנרגיה, וב- 52.58% ביחס לתמלוגים ששילמה אבנר טרם המיזוג, והכל כמפורט לעיל.

2. תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה^{214,215,216}: מקורם של תמלוגים אלו בהסכם העברת זכויות משנת 1993 בין דלק אנרגיה ודלק ישראל²¹⁷ (להלן בסעיף זה: "**המעבירות**") לבין השותף הכללי בשותפות, לפיו העבירו המעבירות לשותפות זכויות במספר רישיונות 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 (לאחר התאמה בעקבות מיזוג השותפויות) הם כדלקמן: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות (כהגדרתו להלן) – 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 (להלן: "**תמלוגי קבוצת דלק ודלק אנרגיה**").

על-פי תנאי התמלוגים, כפי שנקבעו בהסכם העברת הזכויות ובשטר התמלוגים שנחתם בין השותפות לבין המעבירות, יחולו ביחס לקביעת מועד החזר ההשקעה ההוראות הבאות:

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 – רישיון 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

²¹⁴ ביום 17.6.2018 הודיעו דלק אנרגיה ודלק תמלוגים לשותפות כי זכותה של דלק אנרגיה לקבלת תמלוגים מחלקה של השותפות (22%) בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות תמר ודלית הועברה לדלק תמלוגים, וכי הרישום בספר הנפט תוקן בהתאם. לאור האמור לעיל, החל מיום 1.6.2018 משלמת השותפות במישרין לדלק תמלוגים את כל התמלוגים האמורים.

²¹⁵ ביום 26.12.2019 הודיעה קבוצת דלק לשותפות כי זכותה לקבלת תמלוגים מחלקה של השותפות (22%) בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות תמר ודלית הועברה לידי קרנות השתלמות למורים ולגננות – חברה מנהלת בע"מ ולקרנות השתלמות למורים תיכונים, מורי סמינרים ומפקחים – חברה מנהלת בע"מ (להלן יחד: "**קרנות המורים והגננות**"), וכי הרישום בספר הנפט תוקן בהתאם. לאור האמור לעיל, החל מיום 1.12.2019 משלמת השותפות במישרין לקרנות המורים והגננות את כל התמלוגים האמורים.

²¹⁶ ביום 28.10.2020 הודיעו קבוצת דלק ודלק אנרגיה לשותפות כי זכותן לקבלת תמלוגים מחלקה של השותפות (45.34%) בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מחזקות לויתן צפון ולויתן דרום הועברה לידי דלק תמלוג על לויתן בע"מ (להלן: "**דלק תמלוג על**"), וכי הרישום בספר הנפט תוקן בהתאם. לאור האמור לעיל, החל מחודש אוקטובר 2020 משלמת השותפות במישרין לדלק תמלוג על את כל התמלוגים האמורים.

²¹⁷ בעקבות רה-אירגון שבוצע בעבר, זכות התמלוג כאמור של דלק ישראל הועברה בזמנו לקבוצת דלק.

שיאושרו על-ידי רואי חשבון של השותפות בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) (להלן: **"שווי התקבולים (ברוטו)"**) לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.

המונח **"שווי כל הוצאות השותפות"** משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה בנכס הנפט (דהיינו - רישיון או חזקה) בו מופק הנפט ו/או הגז ו/או החומרים בעלי ערך אחרים, אך למעט הוצאות **(עוד גובה שווי התקבולים (נטו))** שנוכו משווי התקבולים (ברוטו) לצורך קביעת סכום שווי כל התקבולים (נטו) וכפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון השותפות.

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 בנוגע לקביעת מועד החזר ההשקעה בקשר עם התמלוגים שהשותפות חייבת בהם מכוח הסכם העברת הזכויות.

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 קבע כדלקמן:

- 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
- כי יש לקחת בחשבון אך ורק את שווי הוצאות השותפות שהוצאו בנכס הנפט (הרישיון 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
- כי ההוצאה בגין פעולות חיפושים (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
- כי יש לקחת בחשבון הוצאות בגין מתקנים (ביבשה ובמדף היבשת) לרבות לצורך הפקה, טיפול, הולכה, מדידה, אחסון, תפעול, הוצאות אחזקה ותפעול והוצאות שיווק ומכירה (כולל הסכמי המכירה) של הגז; וכן

- כי לגבי הוצאות הנלקחות בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה יש לקחת בחשבון הוצאות שנעשו במלואן (ללא פחת) והוצאות מימון; וכן
- 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.

מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר

לאור העובדה שבין הזכאים לתמלוגים שמקורם בהסכם העברת הזכויות (להלן בסעיף זה: "**בעלות התמלוג**") נמנות גם בעלות השליטה בשותפות, החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות להסמך את ועדת הביקורת (המורכבת מדירקטורים חיצוניים ובלתי תלויים בלבד) לטפל בכל הנוגע לקביעת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ובכלל זאת לבחון סוגיות שעולות מדוח שנערך לבקשת המפקח בשותפות על-ידי יועץ כלכלי חיצוני (להלן בסעיף זה: "**היועץ מטעם המפקח**") ו- "**דוח היועץ**", בהתאמה, לברר את הסוגיות השונות מול בעלות התמלוגים ולנקוט בכל פעולה אחרת כפי שתמצא הוועדה לנכון, לפי שיקול דעתה, והכול בהתאם לטובת השותפות. לפי אותה החלטת דירקטוריון, ועדת הביקורת הוסמכה לשכור שירותיהם של יועצים מקצועיים חיצוניים ובלתי תלויים, לפי שיקול דעתה ועל חשבון השותפות, לצורך ליווי ההליך מבחינה משפטית וכלכלית ולקבוע את תנאי תגמולם של היועצים האמורים.

דוח היועץ מטעם המפקח מסכם בדיקות שערך לגבי תחשיב מועד החזר ההשקעה שנכלל בטיוטת דוח תחשיב שהוכן על-ידי השותפות, לפיו מועד החזר ההשקעה חל בחודש דצמבר 2017 (להלן בסעיף זה: "**טיוטת התחשיב**"). הנושא העיקרי הנזכר בדוח היועץ הוא הטיפול בהיטל על רווחי גז ונפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, לגבי ציין היועץ מטעם המפקח, בין היתר, כי מסקנותיו אינן בהכרח מייצגות ליקויים בטיוטת התחשיב והן כפופות לפרשנות משפטית וכלכלית של הסכם התמלוגים.

ועדת הביקורת ולאחריה הדירקטוריון (בהרכב שאינו כולל דירקטורים המכהנים בבעלת השליטה), אישרו ביום 4.9.2018 את תחשיב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, לפיו מועד תחילת תשלום תמלוגים לבעלות התמלוג בשיעור מוגדל של 6.5% (חלף שיעור של 1.5%) חל בחודש ינואר 2018 (חלף חודש דצמבר 2017 לפי טיוטת התחשיב), כך שהחל ממועד זה משלמת השותפות לבעלות התמלוג תמלוגים בשיעור המוגדל. יצוין, כי אישור התחשיב על ידי ועדת הביקורת הדירקטוריון נעשה לאחר השלמת ביקורת רואי החשבון המבקרים של השותפות

ובהסתמך על יעוץ משפטי בלתי תלוי לוועדת הביקורת.

שינוי מועד החזר ההשקעה כאמור לעיל (לחודש ינואר 2018 חלף חודש דצמבר 2017) נבע מתיקון טעות חישובית שנכללה בטיוטת התחשיב לגבי הוצאות המימון. בהקשר זה יצוין, כי בהמשך לפניית השותפות לבעלות התמלוג בדרישה להשבת סך של 2 מיליון דולר ששולם להן ביתר, ביום 20.9.2018 השיבו בעלות התמלוג האמורות לשותפות את הסכום האמור.

לפרטים אודות ההליכים המשפטיים המתנהלים בקשר עם חישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיף 7.26.6 להלן.

3. תמלוגים מכוח הסכם שותפות אבנר²¹⁸: 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), לאחר השלמת מיזוג השותפויות, 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).

4. תנאים נוספים: ביחס לכל התמלוגים שמשלמת השותפות לצדדים קשורים ושלישיים (שמקורם הן בהסכם העברת הזכויות והן בהסכם שותפות אבנר) (להלן בסעיף זה: "**התמלוגים**"), חלים תנאים נוספים כדלקמן:

א. בעלי התמלוגים או מי מהם יהיו רשאים לקבל את התמלוגים או מקצתם 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 בעלי התמלוגים 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

²¹⁸ הסכם 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 (לעיל ולהלן: "**הסכם שותפות אבנר**"). בהתאם, הפער בין התמלוגים ששילמה השותפות בפועל לבעלי התמלוגים לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בגין השנים 2013-2020, עומד על כ-5.6 מיליון דולר.

לכל 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.

ב. 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 מבעלי 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.

ג. 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 התמלוג 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).

5. בנוסף, השותפות משלמת לדור כימיקלים בע"מ תמלוגים מחלקה בחזקות תמר ודלית, כמפורט בסעיפים 7.3.7 ו-7.3.8 לעיל.

6. לאור המחלוקת שנתגלעה בין שותפי תמר למדינה בנוגע לשווי התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר כמתואר בסעיף 7.25.10(ב) לעיל (להלן: **"המחלוקת לגבי שווי התמלוג על פי הבאר"**) והמחלוקת שנתגלעה בין השותפות ונובל לבין המדינה בנוגע לתמלוגים ששלמו בגין גז ששווק ממאגר תמר ללקוחות של פרויקט ים תטיס כמתואר בסעיף 7.26.2 להלן (להלן: **"המחלוקת לגבי גז לקוחות ים-תטיס"**), הגיעה השותפות בחודש נובמבר 2020 להסכמות עם כל הצדדים להם שילמה תמלוגים מפרויקט תמר לאורך השנים (לרבות קבוצת דלק ותאגידים קשורים שלה) (להלן בסעיף זה: **"בעלי התמלוגים"**), לפיהן:

א. בנוגע למחלוקת לגבי שווי התמלוג על פי הבאר הוסכם כי, לאחר שתוכרע המחלוקת האמורה עם המדינה, וככל שיתברר שהשותפות שילמה לבעלי התמלוגים תשלומי יתר, אזי יידרשו בעלי התמלוגים להשיב לשותפות את תשלומי היתר האמורים, כפי שייקבע לגבי תשלומי היתר ששילמה השותפות בגין תמלוג המדינה, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית לפי חוק פסיקת ריבית והצמדה, התשכ"א-1961. עוד הובהר, כי אם יתברר לאחר

שתיקבע שיטת חישוב מחייבת כי שולמו לבעלי התמלוגים תשלומים בחסר, אזי תידרש השותפות להשיב לבעלי התמלוגים את תשלומי היתר האמורים, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית כאמור לעיל. כן הוסכם שעד לתום 18 חודשים ממועד קביעת שיטת החישוב המחייבת לא יעלה מי מהצדדים טענות הקשורות לחלוף הזמן.

ב. בנוגע למחלוקת לגבי גז לקוחות ים-תטיס הוסכם כי, ההכרעה בתביעת שמנהלות השותפות ונובל בעניין זה כנגד המדינה תחול, בשינויים המחויבים, גם על בעלי התמלוגים, וכי אם יתברר כי השותפות שילמה תמלוגים בחסר אזי היא תידרש לשלם לבעלי התמלוגים את תמלוגי החסר בתוספת הפרשי הצמדה וריבית, ואם יתברר כי השותפות שילמה תמלוגים ביתר, אזי יידרשו בעלי התמלוגים להשיב את תשלומי היתר, בתוספת הפרשי הצמדה וריבית כאמור. כן הוסכם שעד לתום 18 חודשים ממועד ההכרעה בתביעה כנגד המדינה לא יעלה מי מהצדדים טענות הקשורות לחלוף הזמן.

7.25.11 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.

(ד) העברת הזכויות בחזקת תמר, בהסכם התפעול המשותף של חזקת תמר, בחזקת ים תטיס או בהסכם ההפעלה של ים תטיס, של כל צד מסוים להסכם השימוש, כפופה להמחאת זכויותיו והתחייבויותיו על פי הסכם השימוש בהתאם לחלק היחסי שהועבר כאמור. על הנעבר להסכים לקבל על עצמו את התחייבויות המעביר על פי הסכם השימוש.

הפרות יסודיות (ה)

אם שותפי תמר :

1. לא שילמו לשותפי ים תטיס כל סכום שנדרש בהתאם להסכם השימוש בתוך 10 ימים מיום קבלת חשבונית מאת שותפי ים תטיס ;
2. לא יספקו לשותפי ים תטיס את הקיבולת לגז המופק מפרויקט ים תטיס השמורה להם בצנרת ובמתקן הקבלה לפי הסכם השימוש, והפרה כאמור לא תתוקן בתוך 60 ימים ממועד קבלת הודעה על ההפרה מצד שותפי ים תטיס ;
3. הפרו את הסכם השימוש (למעט בקשר עם ניהול מתקני ים תטיס על ידי שותפי תמר), והפרה כאמור לא תתוקן בתוך 60 ימים ממועד קבלת הודעה על ההפרה מצד שותפי ים תטיס.

הסעד הבלעדי העומד לשותפי ים תטיס בעניין הפרות אלו על-ידי שותפי תמר הינו הגשת תביעה עם דרישת תשלום, או בקשת צו אכיפה או מניעה, לפי העניין.

אם כל אחד משותפי ים תטיס או מפעיל ים תטיס :

1. לא שילמו לשותפי תמר כל סכום שנדרש בהתאם להסכם השימוש בתוך 10 ימים מיום קבלת חשבונית מאת שותפי תמר ;
2. שללו את זכויות השימוש במתקני ים תטיס בכל צורה שהיא ;
3. הפרו את הסכם השימוש (למעט בקשר עם ניהול מתקני ים תטיס על ידי שותפי ים תטיס), והפרה כאמור לא תתוקן בתוך 60 ימים ממועד קבלת הודעה על ההפרה מצד שותפי תמר.

הסעד הבלעדי העומד לשותפי תמר בעניין הפרות אלו על-ידי שותפי ים תטיס הינו הגשת תביעה עם דרישת תשלום, או בקשת צו אכיפה או מניעה, לפי העניין.

(ו) בנוסף, 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, ומנגנון 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.

(ז) הסכם זה כפוף לדין האנגלי. כל חילוקי הדעות בין הצדדים בקשר להסכם זה או לביצועו יתבררו בפני בוררות המורכבת משלושה בוררים ואשר פועלת על-פי כללי הבוררות של בית המשפט בלונדון לבוררות בינלאומית. מחלוקות בעלות אופי טכני עשויות להיות מופנות למומחה עצמאי בעל כשירות מתאימה.

(ח) הבעלות על מתקני ים תטיס המשודרגים תישאר בידי שותפי ים תטיס ובהסכם

השימוש נקבעו הוראות בדבר מנגנון התחשבות של ערך השדרוגים של המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר. תוך 90 ימים לאחר תום תקופת תמר, על מפעיל ים תטיס למסור לכל אחד משותפי תמר את חישוב שווי השוק של השדרוגים למתקני ים תטיס. חישוב זה יביא בחשבון את מצב המתקנים ואורך חייהם, השימוש המתוכנן במתקנים על-ידי שותפי ים תטיס וקבוצת ים תטיס, עלויות הפירוק והנטישה וכל עניין אחר שמפעיל ים תטיס רואה בו כרלוונטי. הצדדים להסכם ינהלו משא ומתן בנושא ויסיכמו על שווי שוק סופי, כאשר כל מחלוקת בנושא תופנה להכרעת מומחה. התשלום של שותפי ים תטיס לשותפי תמר עבור מתקני ים תטיס המשודרגים (או להפך אם הערך הוא שלילי) ייעשה בתוך 60 ימים ממועד קביעת שווי שוק סופי למתקנים המשודרגים של ים תטיס.

7.25.12 הסכם לרכישת זכויות ברישיונות אופק חדש ויהל חדש

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם SOA (להלן בסעיף זה: "**המוכרת**") בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) בכל אחד מרישיון אופק חדש ומרישיון יהל חדש, המצויים ביבשה, במרכז ובצפון שטח מדינת ישראל, בהתאמה (להלן בסעיף זה: "**נכסי הנפט**", "**הרישיונות**", "**הזכויות הנרכשות**", "**הסכם הרכישה**" ו- "**העסקה**", בהתאמה). עם התקיימות התנאים המתלים בהסכם הרכישה, ביום 10.10.2019 הושלמה העסקה נשוא ההסכם הרכישה וביום 5.11.2019 הודיע הממונה על ענייני הנפט כי נרשמה בספר הנפט העברת הזכויות הנרכשות.

להלן מובא תיאור תמציתי של עיקרי הסכם הרכישה:

- (א) במועד השלמת העסקה (להלן: "**המועד הקובע**") העבירה המוכרת לשותפות את הזכויות הנרכשות כשהן נקיות מכל שעבוד, תמלוג²¹⁹, חבות, תביעה וזכויות צד ג', למעט חריגים מסוימים שהוגדרו, כגון תמלוגי מדינה, תשלומי חובה אחרים ומגבלות על פי דין, והחל ממועד זה תקבל על עצמה השותפות ותישא בכל הזכויות והחבובות בקשר לזכויות הנרכשות, למעט חריגים מסוימים שהוגדרו, כגון אחריות בגין נזקי גוף ורכוש ונזקים סביבתיים בגין התקופה שקדמה למועד הקובע.
- (ב) במועד הקובע, שילמה השותפות למוכרת 1 מיליון דולר ארה"ב כהחזר בגין הוצאות עבר בהן נשאה המוכרת, עד למועד הקובע, במסגרת פעילותה בנכסי הנפט.
- (ג) השותפות התחייבה כי תישא בעלויות מבחני הפקה ברישיון אופק חדש עד לסכום כולל שלא יעלה על 6,500,000 דולר ארה"ב. ככל שעלות מבחני ההפקה תעלה על הסכום האמור, ישלם כל אחד מהשותפים ברישיון אופק חדש, ובכלל זאת השותפות, את חלקו היחסי בעלות הנוספת כאמור, בהתאם להוראות הסכם התפעול המשותף (JOA) אשר נחתם בין השותפים במועד הקובע.

²¹⁹ יובהר כי, הזכויות הנרכשות תהיינה כפופות להתחייבות השותפות לתשלום תמלוגי על לבעלי עניין בשותפות ולצדדים שלישיים.

(ד) השותפות תעמיד ערבויות בגובה של 50% מהערבויות הנדרשות בקשר עם הרישיונות, על פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט למתן בטוחות, זאת בתנאי שאם המוכרת לא תעמיד את יתרת הערבויות (50%), תשוחרר השותפות מחובתה זו. הסכם הרכישה כולל הוראות נוספות הנוגעות לחובות מיסוי, סודיות, יישוב סכסוכים, מצגים, התחייבויות והסדרי שיפוי בין הצדדים בגין הפרה של המצגים או ההתחייבויות שניתנו בהסכם, כמקובל בעסקאות מסוג זה.

7.25.13 הסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות תנין וכריש

ביום 16.8.2016 נחתם הסכם בין השותפות ואבנר (להלן בסעיף זה: "**המוכרות**") לבין חברת אנרג'יאן ישראל (להלן בסעיף זה: "**הרוכשת**"), לפיו רכשה אנרג'יאן ישראל את כלל הזכויות של המוכרות ושל נובל בחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש" (להלן: "**החזקות**"). בתמורה לרכישת הזכויות בחזקות נקבע בהסכם כי אנרג'יאן ישראל 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 (להלן בסעיף זה: "**יתרת התמורה**"), 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 תשלום לבעלי התמלוג תחול ממועד השלמת העסקה על אנרג'יאן ישראל; (4) הרוכשת תעביר לכל אחת מהמוכרות זכות לתמלוגים בקשר עם גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעור של 3.75% (ביחס ל-100% מהזכויות בחזקות) – לפני תשלום היטל רווחי נפט מכח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (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 לוותן את מכסת הייצוא מהחזקות, בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם על נספחיו.

ביום 27.3.2018 התקבלה אצל השותפות הודעת אנרג'יאן לפיה, ביום 22.3.2018 קיבלה אנרג'יאן החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות. על כן, בהתאם לתנאי ההסכם, זכאית השותפות, החל ממועד קבלת החלטת ההשקעה כאמור, לתשלום יתרת התמורה בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם. לפרטים אודות התמורה שהתקבלה עם קבלת החלטת השקעה כאמור ואודות הערכת שווי מהותית מאוד בנושא תמלוגי השותפות ממכירת החזקות, ראו ביאור 38 לדוחות הכספיים ותקנה 38 בפרק ד' לדוח זה.

7.25.14 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 20.7.2017 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 השתפות 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, אישור ההפעלה של פלטפורמת תמר ואישורי הייצוא מתמר (להלן בסעיף זה: "**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.ג. 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.
- (ד) המועד הקובע לצורך חישוב סכום התמורה והעברת הזכויות והחובות בגין הממכר לתמר פטרוליום הינו 1.7.2017.
- (ה) השותפות תמשיך לשאת באחריות ביחס לנושאים הבאים גם לאחר מועד השלמת העסקה: בורות בגין תעריף רכיב הייצור בעניין OPC שהסתיימה בחודש יולי 2019, 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.

(ו) 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, פרשות ומסירת הודעות.

(ז) עוד נקבע במסגרת הסכם המכר 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.

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 תמר²²⁰ (להלן בסעיף זה: **"המבקש"**)²²¹ ו- **"בקשת האישור"**, בהתאמה). 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 התחרות הכלכלית.

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, שהוערך במועד הגשת בקשת האישור 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.

ביום 28.9.2017 ניתן פסק דינו של בית המשפט העליון בבקשת רשות הערעור. בית המשפט העליון דן בבקשה כאמור, כאילו ניתנה רשות והוגש ערעור, ולגופם של דברים קבע, כי אין להתערב בהחלטת בית המשפט המחוזי וכי דין הערעור להידחות. עם זאת, קבע כי יש לערוך בירור עובדתי נוסף ולכן הורה על החזרת הדיון לבית המשפט המחוזי על מנת שידון בבקשת האישור לגופה. ביום 1.6.2020 נערך דיון בעל-פה לסיכום סיכומי הצדדים בבית המשפט המחוזי בתל-אביב. ביום 27.7.2020 נעתר בית המשפט לבקשת שותפי תמר להגשת עמדת היועץ המשפטי לממשלה ביחס לפרשנותו של סעיף 29א(ב)(1) לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, אשר הוגשה לאחרונה לבית המשפט העליון בהליך אחר (להלן בסעיף זה: **"עמדת היועם"ש**). בהתאם, הגישו שותפי תמר ביום 29.7.2020 את עמדת היועם"ש.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של הבקשה לאישור התביעה כתביעה ייצוגית להתקבל נמוכים מ- 50%.

²²⁰ ביום 8.12.2017 התקבלה בקשתה של תמר פטרוליום להצטרפות להליך המשפטי האמור בסעיף זה.
²²¹ ביום 12.4.2018 הגישו באי כוח המבקש המנוח בקשה מוסכמת להחליפו באלמנטו, בכפוף להגשת תצהיר משלים מטעמה ובאותו היום אושרה הבקשה כאמור על-ידי בית המשפט.

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 האגרוגיה (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, וזאת בהתאם למנגנון התחשבות, לפיו 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 גם שותפי ים תטיס (קרי ישראלמקו, דור גז, תמר פטרוליום ואורסט), 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 שנותרה חולקה בין שותפי ים תטיס שלהם גם זכויות בפרויקט תמר (קרי, התובעות), לפי חלקם בפרויקט תמר. מנגנון התחשבות זה, איפשר שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם. סעד ההשבה, אותו ביקשו התובעות, נכון למועד הגשת התביעה, עמד על סך של כ- 15.3 מיליון דולר ומשקף את התמלוגים שישלמו התובעות ביתר מחודש מאי 2013 ועד למועד הגשת התביעה (להלן בסעיף זה: "**סכום ההשבה**"). ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה, במובחן מטענת הנתבעת, הרי שהתובעות כבעלות הזכויות הן בפרויקט ים תטיס והן בפרויקט תמר נוטלות מן הגז שברשותן כך שלא התקיימה כל מכירה בין "פרויקט תמר" ל"פרויקט ים תטיס" ועל כן בסיס התמלוגים הינו בסיס התמורה אשר התקבלה מהלקוחות הסופיים בצירוף חלקה של קבוצת דלק, שאינה בעלת זכויות ישירות בתמר. כפועל יוצא, הרי שהנתבעת גובה מהתובעות תמלוגים ביתר, בגין סכומים העולים על הסכומים שמתקבלים מהלקוחות הסופיים, המשקפים את שווי השוק של הגז, וזאת לנוכח היותם של הלקוחות הסופיים צד בלתי קשור. נכון ליום 31.12.2020, סעד ההשבה בגין טענת התובעות הראשית כאמור, עומד על כ- 28 מיליון דולר (סכום קרן החזר תמלוגים ששולמו ביתר בגין התקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, ובגין התקופה שמחודש מאי 2019 ועד לחודש דצמבר 2020, בהתאם לטענת התובעות) (להלן בסעיף זה: "**סכום ההשבה העדכני**"). כאשר חלקה של השותפות בקרן הסכום האמור הינו בסך של כ- 13 מיליון דולר. עדכון סכום ההשבה העדכני כפוף לתשלום אגרה נוספת על-ידי התובעות.

לחילופין, טענת התובעות כי אף אם התקיימה מכירה כלשהי, הרי שהמכירה שהתבצעה הינה בגין חלקן של בעלות הזכויות בפרויקט תמר שאינן בעלות הזכויות בפרויקט ים תטיס (ישראלמקו ודור – 32.75% ובחלק מן התקופה אף 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 בה תמר פטרוליום ואורסט בעלות זכויות – 54.5%) הינו גז שברשות התובעות שבו רשאיות הן לעשות שימוש לצורך אספקת הגז ללקוחות הסופיים כאמור (להלן בסעיף זה: "**גישת המכירה החלקית**").

נכון ליום 31.12.2020, סעד ההשבה בגין גישת המכירה החלקית כאמור, עומד על כ- 19.3 מיליון דולר (סכום קרן החזר תמלוגים ששולמו ביתר בגין התקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, ובגין התקופה שמחודש מאי 2019 ועד לחודש דצמבר 2020, בהתאם לגישת המכירה החלקית), כאשר חלקה של השותפות בקרן הסכום הינו בסך של כ- 9 מיליון דולר.

דיוני הוכחות התקיימו ביום 21.6.2020. ביום 23.2.2021 הגישו התובעות סיכומים ראשיים מטעמן. בהתאם, הנתבעת תהא רשאית להגיש סיכומי תשובה מטעמה עד ליום 31.5.2021, ואילו התובעות תהיינה רשאיות להגיש סיכומי תשובה מטעמן, נשוא סיכומי הנתבעת, עד ליום 30.6.2021.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, קיים סיכוי אפשרי, קרי מעל 20% אך נמוך מ- 70%, לקבלת טענתן הראשית של התובעות, כך שתהיינה זכאיות לסכום ההשבה העדכני וכן הסיכוי שגישת המכירה החלקית תתקבל עולה על הסיכוי כי זו תידחה.

7.26.3 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 (בשרשור), וכנגד פריס ווטרואוס קופרס ייעוץ בע"מ (PWC), כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה אבנר (להלן בסעיף זה: "**המשיבים**"). בין היתר, נטען בבקשה כי, חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר והשותף הכללי הפרו את חובת הזהירות כלפי אבנר, וכי אבנר התנהלה באופן שקיפח 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 6.7.2017 הורה בית המשפט על צירוף השותפות כמשיבה בהתאם לבקשתה. בימים 9.3.2021 ו- 10.3.2021 התקיימו דיוני הוכחות ובסופם נקבע כי עד ליום 17.3.2021 הצדדים יגישו הסדר דיוני בדבר אופן ניהול שלב הסיכומים. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

7.26.4 ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**"), על-ידי בעל מניות בתמר פטרוליום ועמותת נציגי הציבור (להלן יחד בסעיף זה: "**המבקשים**"), כנגד תמר פטרוליום, השותפות, מנכ"ל השותף הכללי בשותפות ויו"ר דירקטוריון בתמר פטרוליום במועד ההנפקה, מנכ"ל תמר פטרוליום, סמנכ"ל הכספים בתמר פטרוליום ולידר הנפקות (1993) בע"מ (להלן יחד בסעיף זה: "**המשיבים**"), בקשר עם הנפקת מניות תמר פטרוליום בחודש יולי 2017 (להלן בסעיף זה: "**ההנפקה**").

לטענת המבקשים, בתמצית, הטעו המשיבים את ציבור המשקיעים בעת ההנפקה

ביחס ליכולתה של תמר פטרוליום לחלק דיבידנד לבעלי מניותיה, בגין התקופה שתחילתה ממועד ההנפקה וסיומה בסוף שנת 2021 (להלן בסעיף זה: "**התקופה**"), והפרו חובות על-פי חוקים שונים, בין היתר, הפרת חובות הזהירות של נושאי המשרה האמורים והפרת חובות השותפות כבעלת מניות וכבעלת השליטה בתמר פטרוליום טרם ההנפקה.

הסעדים המבוקשים בתובענה הייצוגית האמורה, כוללים בעיקר סעד כספי בסך של לפחות 53 מיליון דולר, שהינו, לטענת המבקשים, ההפרש שבין סך הדיבידנד שצפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה, כפי שצוין במסמך ההצעה למשקיעים מוסדיים מיום 12.7.2017, לבין סך הדיבידנד, אשר על-פי חוות דעת מומחה שצורפה לבקשת האישור, צפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה.

ביום 13.8.2019, הורה בית המשפט למבקשים להעביר את כתבי בית הדין המצויים בתיק לידי היועץ המשפטי לממשלה על-מנת שזה יודיע עד ליום 15.9.2019 אם הוא מבקש להצטרף להליך. ביום 6.2.2020 הודיע היועץ המשפטי לממשלה כי בשלב זה לא מצא לנכון להצטרף להליך. ביום 1.11.2020 הגישו המבקשים בקשה לתיקון בקשת האישור (להלן בסעיף זה: "**בקשת התיקון**"), בה מבוקש לצרף לבקשת האישור מבקשת נוספת, אשר השתתפה בהנפקה, וזאת בניגוד למבקשים הנוכחיים אשר לא נטלו חלק בהנפקה. בנוסף, במסגרת בקשת התיקון מבוקש להגדיל את סכום הנזק הנטען ל- 153 מיליון דולר.

תגובות הצדדים הוגשו לבית המשפט ונכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה החלטה בבקשת התיקון.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטית, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

ביום 27.2.2020 נודע לשותפות אודות הגשת תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה 7.26.5 כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, על-ידי צרכן חשמל (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") כנגד השותפות ונובל ונגד יתר המחזיקות בפרויקט תמר ובפרויקט לויתן (כבעלי דין שלא מתבקש נגדם סעד), זאת בקשר עם ההליך התחרותי לאספקת גז טבעי שערכה חברת החשמל (ראו סעיף 7.11.4(ב) עיל) ובקשר עם תיקון אפשרי להסכם אספקת הגז מפרויקט תמר לחברת החשמל, כפי שסוכם על-ידי ישראלמקו, תמר פטרוליום, דור ואורסט (להלן יחד בסעיף זה: "**יתר המחזיקות בפרויקט תמר**"), ללא מעורבות השותפות ונובל (להלן בסעיף זה: "**התיקון להסכם תמר**").

טענותיו העיקריות של המבקש, בתמצית, הן כי ההצעות שהציעו יתר המחזיקות בפרויקט תמר והמחזיקות בפרויקט לויתן במסגרת ההליך התחרותי עולות לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי ולכדי הסדר כובל, כהגדרתו בחוק התחרות הכלכלית; אי חתימתן של השותפות ונובל על התיקון להסכם תמר עולה אף היא לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי; המחיר שנקבע בהסכם אספקת הגז מפרויקט לויתן לחברת החשמל, בהמשך ההליך התחרותי, הינו מחיר בלתי הוגן; ועושר שעשו ויעשו השותפות ונובל בהתאם להסכם זה ותוך פגיעה בתחרות עולה לכדי עשיית

עושר ולא במשפט. לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ונובל גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ- 1.16 מיליארד ש"ח, אותו הוא מבקש לפסוק לטובת הקבוצות אותן הוא מבקש לייצג, ולפיו מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי המבוקש בתובענה הייצוגית האמורה הוא קביעה של בית המשפט כי השותפות ונובל אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר.

דיון קדם משפט בבקשת האישור נקבע ליום 17.11.2021.

לבקשת האישור צורפו כמשיבות גם יתר המחזיקות בתמר ורציו, המחזיקה הנוספת בלוויתן, מבלי שהתבקש נגדן סעד. ביום 22.12.2020 הגישו יתר המחזיקות בתמר בקשה למחיקתן על הסף (להלן בסעיף זה: **"בקשת המחיקה"**), המבקש הגיש התנגדות והשותפות, נובל ורציו לא התנגדו אליה.

ביום 31.1.2021 קבע בית המשפט כי דיון בבקשת המחיקה ייערך ביום 5.5.2021.

טרם נקבע מועד להגשת תשובות לבקשת האישור.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ- 50%.

7.26.6

ביום 6.1.2019 הגיש המפקח מטעם מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) כתב תביעה וכן בקשה דחופה לצו זמני (להלן בסעיף זה: **"כתב התביעה"** או **"תביעת המפקחים"** ו- **"הבקשה לצו זמני"**, בהתאמה), לפי סעיף 65כג(ב) לפקודת השותפויות, כנגד השותפות, השותף הכללי בשותפות, קבוצת דלק, דלק אנרגיה ודלק תמלוגים (קבוצת דלק, דלק אנרגיה ודלק תמלוגים, להלן יחד בסעיף זה: **"בעלות התמלוג"**).

בכתב התביעה מבקש המפקח מבית המשפט, להצהיר כי יש לכלול במסגרת תחשיב "מועד החזר ההשקעה" בפרויקט תמר את התשלומים שעל השותפות לשלם למדינה מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע; להצהיר כי מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר טרם הגיע; לקבוע מהו המועד שממנו זכאיות בעלות התמלוג לקבלת תמלוג העל בשיעור המוגדל (שיעור של 6.5% חלף שיעור של 1.5%); ולהצהיר כי על בעלות התמלוג להשיב לקופת השותפות את התשלומים שקיבלו ביתר בצירוף הפרשי הצמדה וריבית. בנוסף, במסגרת הבקשה לצו זמני מבקש המפקח מבית המשפט לתת צו שימנע פעולה העלולה לקפח את זכויות מחזיקי יחידות ההשתתפות, כך שיוורה לשותפות ולשותף הכללי בשותפות להימנע מלהעביר לבעלות התמלוג את תמלוג העל בשיעור המוגדל ולהעבירו לחשבון נאמנות בבעלות השותפות וכן להורות לקבוצת דלק ולדלק תמלוגים להשיב את תמלוג העל המוגדל שקיבלו עד עתה מהשותפות ולהפקידו בחשבון הנאמנות.

ביום 26.2.2019 התקיים דיון בבית המשפט בבקשה לסעד זמני בו הובהר על-ידי בית המשפט, כי לא יינתן סעד זמני ביחס למועד הקודם למועד הדיון בבקשה. בית המשפט ביקש כי הצדדים יבואו בדברים בניסיון להגיע להסכמות בעניין הסעד הזמני. ביום 2.4.2019 נתן בית המשפט תוקף של החלטה להסדר בין בעלות התמלוג

לבין המפקחים, לפיו דלק אנרגיה תיתן למפקח כתב התחייבות לתשלום, ככל שייקבע ששולמו לבעלות התמלוג תמלוגים ביתר. החלטה זו ייתרה את בקשת המפקחים לצו זמני.

ביום 6.2.2019 הגישו השותפות והשותף הכללי בקשה לעיכוב הליכים בתביעה, עקב קיומה של תניית בוררות מחייבת בהסכם העברת הזכויות שבין השותפות לבעלות התמלוג מיום 2.8.1993. ביום 23.6.2019 התקיים דיון בבקשה, במהלכו נחקר המפקח, עו"ד גיסין. ביום 24.6.2019 הבקשה נדחתה, ומשכך התביעה תמשיך להישמע בפני בית המשפט ולא בפני בורר.

ביום 4.4.2019 הגישו בעלות התמלוג כתב הגנה וכן כתב תביעה שכנגד, נגד השותפות, השותף הכללי בשותפות והמפקח (להלן בסעיף זה: "**התביעה שכנגד**"). במסגרת התביעה שכנגד טוענות בעלות התמלוג, בין היתר, כי בחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר שערך השותפות, נכללו הוצאות אשר "הועמסו" לתוך התחשיב, ובין היתר, הוצאות המימון של השותפות עצמה, הוצאות עתידיות שסכומן אינו ודאי של סילוק ופינוי מתקנים, הוצאות מטה של השותפות וכל הוצאה שנועדה לשלבי הפרויקט שאחרי "פי הבאר". לטענת בעלות התמלוג, בניטרול ההוצאות כאמור, מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר חל כבר בחודש אוגוסט 2015, או לחילופין בשנת 2016, או לחילופי חילופין, בשנת 2017. בהתאם, מבקשות בעלות התמלוג מבית המשפט להצהיר, אילו הוצאות יש להביא בחשבון בחישוב מועד החזר ההשקעה, וכן להורות כי על השותפות לערוך חישוב מחדש של מועד החזר ההשקעה על בסיס האמור לעיל, וכן של התמלוגים אותם זכאיות בעלות התמלוג לקבל, ולמסור את החישוב לבעלות התמלוג.

ביום 2.10.2019 הוגשו כתבי ההגנה מטעם השותפות והשותף הכללי – הן כתב הגנה ביחס לתביעת המפקחים והן כתב הגנה שכנגד ביחס לתביעה שכנגד אשר הוגשה על-ידי בעלות התמלוג – ובהם נטען כי יש לדחות את שתי התביעות גם יחד. כתבי ההגנה נתמכו בחוות דעתו של מומחה כלכלי מטעם השותפות והשותף הכללי. ביום 15.12.2019 הוגש על-ידי בעלות התמלוג כתב תשובה שכנגד ביחס לכתב ההגנה שכנגד שהוגש על-ידי השותפות.

ביום 12.5.2020 הגישו המפקחים בקשה דחופה למתן סעדים זמניים (להלן בסעיף זה: "**הבקשה**"), לפיה מתבקש בית המשפט המחוזי (המחלקה הכלכלית) בתל אביב – יפו להורות לשותפות ולשותף הכללי בשותפות להימנע ולחדול מלהעביר לבעלות התמלוג את תמלוג העל המוגדל²²² או לחילופין להורות להם להעביר את תמלוג העל המוגדל לחשבון נאמנות בבעלות השותפות וזאת לכל הפחות עד להכרעה בתביעת המפקחים. לטענת המפקחים, הבקשה מוגשת לאור שינוי נסיבות קיצוני ודרמטי שהביא לכך שבעלות התמלוג ניצבות על סף חדלות פירעון. המפקחים ביקשו שבית המשפט יקבע דיון דחוף בבקשה בכדי למנוע ולחסוך את הצורך במתן צו ארעי עד

²²² יצוין כי, החל מהימים 1.6.2018, 1.12.2019 ו- 28.10.2020 משלמת השותפות את תמלוג העל המוגדל לדלק תמלוגים (חלף דלק אנרגיה), לקרנות המורים והגננות (חלף קבוצת דלק) ולדלק תמלוג על (חלף דלק אנרגיה וקבוצת דלק), בהתאמה.

לדיון במעמד הצדדים. בית המשפט לא נעתר לבקשה, וקבע באותו מועד כי על השותפות, השותף הכללי בשותפות ובעלות התמלוג להגיש את תגובתם לבקשה בתוך 7 ימים.

ביום 19.5.2020 הוגשו תגובות השותפות, השותף הכללי בשותפות ובעלות התמלוג לבקשה. במסגרת תגובת השותפות והשותף הכללי בשותפות נטען כי יש לדחות את הבקשה, בין היתר, משום שבמצב שבו מי מבעלות התמלוג תיקלע למצב של חדלות פירעון, קיימת לשותפות זכות קיזוז לפי דיני חדלות הפירעון, המבטיחה כל סכום שייפסק לטובתה בתביעת המפקחים. ביום 23.6.2020 הוגשה לבית המשפט על-ידי המפקחים בקשה והודעה מוסכמת עם בעלות התמלוג, לפיה הושגה הסכמה בין המפקחים לבין בעלות התמלוג המייתרת לעת זו את הצורך להכריע בעניינים שבמחלוקת בין הצדדים בבקשה. עוד באותו מועד, אישר בית המשפט את ההסכמה כאמור, ביטל את הדיון שנקבע, והורה לצדדים להודיע תוך 10 ימים, האם הגיעו להסכמה כוללת ובאיזה אופן הם מבקשים לקדם את הדיון בתביעת המפקחים.

יום 9.7.2020 הוגשה הודעה מוסכמת מטעם הצדדים לפיה המפקחים והשותפות השלימו את ההליכים המקדמיים ביניהם, ואילו המפקחים ובעלות התמלוג ביקשו להאריך את המועד להשלמת ההליכים המקדמיים ביניהם עד ליום 23.7.2020. ביום 12.7.2020 נעתר בית המשפט לבקשה זו. לאחר שהצדדים לא הצליחו להגיע בניהם להסכמות, הורה בית המשפט ביום 18.8.2020 כי ראיות מטעם המפקחים ביחס לתביעתם וכן ראיות מטעם בעלות התמלוג ביחס לתביעה שכנגד יוגשו תוך 45 יום. 45 יום לאחר מכן יוגשו ראיות מטעם הנתבעות בתביעה ובתביעה שכנגד. לאחר מכן יקבעו מועדים לשמיעת הראיות בתיק. כמו כן, בית המשפט קבע ישיבת קדם-משפט ליום 20.12.2020.

ביום 2.9.2020 הגישו בעלות התמלוג הסדר דיוני מוסכם לפיו ראיות המפקחים בתביעה וראיות בעלות התמלוג בתביעה שכנגד יוגשו עד ליום 24.11.2020, וראיות הנתבעים בתביעת המפקחים ובתביעה שכנגד יוגשו עד ליום 10.1.2021. ביום 2.9.2020 אישר בית המשפט את ההסדר הדיוני כאמור ודחה את ישיבת קדם המשפט ליום 26.1.2021. ביום 19.11.2020 נעתר בית המשפט לבקשת התובעים והנתבעים שכנגד ודחה את המועד להגשת ראיותיהם ליום 6.12.2020, ואת המועד להגשת ראיות הנתבעים ליום 19.1.2021. בהתאם להחלטת בית המשפט, ראיות התובעים והנתבעים שכנגד הוגשו ביום 6.12.2020. ביום 12.1.2021 נעתר בית המשפט לבקשת השותפות ודחה את מועד ישיבת קדם המשפט ליום 25.3.2021, וכן האריך את המועד להגשת ראיות הנתבעים בתביעת המפקחים ובתביעה שכנגד עד 14 יום טרם מועד הדיון, כלומר עד ליום 11.3.2021. ביום 10.3.2021 נעתר בית המשפט לבקשה נוספת להארכת מועד קצרה להגשת ראיות מטעם השותפות, כך שביום 14.3.2021 הוגשה חוות דעת מומחה בנוגע לנוהג המקובל בתחום הנפט והגז בכל הנוגע לקביעת מועד החזר ההשקעה המצדדת בעמדת השותפות, וביום 17.3.2021 יוגש תצהיר עדות ראשית מטעם השותפות וכן חוות דעת כלכלית משלימה מטעמה.

7.26.7 בהמשך לאמור בסעיף 7.11.4(א)5 לעיל, אודות בחירת הצעת שותפי לויתן כזוכה

בהליך התחרותי שערכה חברת החשמל, ביום 18.4.2019 הומצאה לשותפות עתירה מנהלית, אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, על-ידי חלק משותפי תמר (ישראל מקו, תמר פטרוליוס, דור גז, ואורסט (להלן יחד בסעיף זה: "העותרים")), כנגד חברת החשמל ושותפי לויתן (השותפות, נובל ורציו) (חברת חשמל ושותפי לויתן להלן יחד בסעיף זה: "המשיבים") (להלן בסעיף זה: "העתירה"), על פיה התבקש בית המשפט להצהיר כי החלטת ועדת המכרזים של חברת החשמל (להלן בסעיף זה: "הוועדה") מיום 4.4.2019, המכריזה על זכיית שותפי לויתן בהליך התחרותי, פסולה ומנוגדת לדין ועל כן דינה בטלות, לחילופין, להחזיר את ההחלטה לוועדה ולהורות לה לשקול אפשרויות אחרות, כמפורט בעתירה, ולחילופין חילופין, להורות על ביטול ההליך התחרותי. בד בבד עם הגשת העתירה, הוגשה לבית המשפט בקשה לצו ביניים שיאסור על המשיבים לבצע כל פעולה לקידום או הוצאה לפועל של תוצאות ההליך התחרותי עד להכרעה בעתירה האמורה ובקשה לקיום דיון דחוף בבקשה לצו ביניים ובעתירה (להלן בסעיף זה: "הבקשה"). ביום 7.7.2019 ניתן פסק דינו של בית המשפט הדוחה את העתירה המנהלית האמורה ומחייב את העותרים בהוצאות חברת החשמל.

ביום 19.8.2019 הגישו העותרים ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון (להלן בסעיף זה: "הערעור"), במסגרתו התבקש בית המשפט להורות על ביטול פסק הדין ולפסוק כמבוקש בעתירה. המערערים הגישו את סיכום טענותיהם ביום 4.12.2019, אשר חזרו על טענותיהם המקוריות כפי שהוצגו בבית המשפט המחוזי ועל בסיסן טענו שפסק הדין שדחה את העתירה אינו יכול לעמוד, ובפרט כי נסיבות ההצעות שהוגשו בהליך התחרותי, כללו מחיר זהה מטעם שתי הקבוצות שהשתתפו בו, אינן יכולות להצדיק הצבת תנאים חדשים לקביעת ההצעה הזוכה שלא נמנו או הוזכרו בפתח ההליך התחרותי שקבע שהבחירה בהצעה הזוכה תתבסס אך ורק על מחיר. ביום 23.4.2020 הגישו חברת החשמל ושותפי לויתן את סיכום טענותיהם, לפיהן יש לדחות את הערעור, וזאת, בראש ובראשונה, מכיוון שחברת החשמל השאירה לעצמה את הזכות במסמכי ההליך התחרותי לשקול את מכלול היתרונות (overall advantages) של כל הצעה מעל ומעבר למחיר. ביום 21.5.2020 התקיים דיון בערעור, במסגרתו הודיעו הצדדים לבית המשפט, כי מתנהל ביניהם משא ומתן מתקדם לפשרה, ובהתאם לבקשת הצדדים החליט בית המשפט על מתן ארכה לשם הגעה להסכמות. ביום 12.8.2020 הודיעו המערערים לבית המשפט, כי לאור חלוף הזמן ממועד הדיון ובהעדר חתימה על הסכם מחייב, לא ניתן יהיה לייתר הכרעה בהליך וכן כי המערערים יעדכנו את בית המשפט ככל שייחתם הסכם עד למועד קבלת פסק הדין.

ביום 24.8.2020 ניתן פסק דינו של בית המשפט העליון, הדוחה את הערעור ומחייב את המערערים בהוצאות חברת החשמל ובשכר טרחת עורכי דין בסך כולל של 50,000 ש"ח. לפרטים נוספים ראו דוח מידי של השותפות מיום 25.8.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-093126), אשר המידע הכלול בו נכלל בזאת על דרך ההפנייה.

7.26.8 בהמשך לאמור בסעיף 7.25.6 לעיל, בעקבות החלטת הממונה על התחרות (להלן

בסעיף זה: **"הממונה"**, בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות הכלכלית, לאשר בתנאים את המיזוג בין EMG ל-EMED, במסגרתו נחתמו שורה של הסכמים על מנת לאפשר ייצוא גז למצרים ממאגרי הגז תמר ולוויתן (להלן בסעיף זה: **"המיזוג"**), הגישו לובי 99 בע"מ (חל"צ) והצלחה – לקידום חברה הוגנת (ע"ר) ביום 8.9.2019 ערר לבית הדין לתחרות בבית המשפט המחוזי בירושלים. הערר הוגש נגד הממונה (כמשיבה) וכנגד EMED ו-EMG. בתמצית, נטען בערר כי המיזוג יאפשר לשותפות ולנובל לחסום כל אפשרות לייבא גז טבעי ממצרים אשר יתחרה בגז המופק ממאגרים תמר ולוויתן שבבעלותן וכי התנאים שהוטלו במסגרת אישור המיזוג אינם ישימים ואין בהם כדי לרפא את הפגיעה התחרותית אשר עשויה להיגרם לגישתן מאישור המיזוג. במסגרת הערר, התבקש בית הדין לבטל את החלטת הממונה או לשנותה. ביום 15.12.2020 התקיים דיון מקדמי בערר. נכון למועד אישור הדוח טרם נקבעו מועדים לדיוני הוכחות. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייו של הערר להתקבל נמוכים מ-50%.

7.26.9 ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: **"המבקש"**) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית כנגד השותפות, השותף הכללי בשותפות, קבוצת דלק בע"מ, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי בשותפות (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי בשותפות (להלן בסעיף זה: **"בקשת האישור"** ו- **"המשיבים"**, בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לויתן ותמר לחברת Dolphin Holdings Limited (להלן בסעיף זה: **"הסכמי המכר"** ו- **"הרוכשת"**, בהתאמה) לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות.

הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הינו פיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ-55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין.

ביום 17.1.2021 הגישו המשיבים את תשובתם לבקשת האישור, בצירוף חוות דעת מומחה. בתמצית, נטען בתשובה כי בתקופה הרלוונטית לבקשת האישור תניית ההפחתה מעולם לא הייתה מהותית, ולפיכך לא הייתה כל חובה לגלותה לציבור. עוד נטען בהקשר זה, בין היתר, כי ההסתברות לצניחה במחירי חבית ברנט אל מתחת לממוצע שנתי של 50 דולר הייתה נמוכה מאוד לפחות עד מרץ 2020 עם פרוץ משבר הקורונה וכן כי ההסתברות שדולפינוס תרצה להפחית בפועל את הכמויות שתצרוך

גם אם תניית ההפחתה תיכנס לתוקף היא נמוכה מאוד, וזאת בשל עודפי הביקוש לגז טבעי במצרים ומבנה ההסכמים. עוד נטען בתשובה, בין היתר, כי בדיווחיה הפומביים הצביעה השותפות בפני המשקיעים על הקשר בין הכנסותיה הצפויות מהסכמי דולפינוס לבין מחיר הברנט ולכמויות שדולפינוס תצרוך בפועל והזהירה שמדובר במידע צופה פני עתיד, כי ישנן ראיות לכך שאין כל קשר סיבתי בין הגילוי על תניית ההפחתה לבין הירידה שנצפתה בשערי יחידות ההשתתפות של השותפות, וכן כי בחוות הדעת מטעם המבקש נפלו פגמים מתודולוגיים שונים השוללים את האפשרות לקיומו של קשר סיבתי כאמור. על-פי החלטת בית המשפט, על המבקש להגיש תגובה לתשובה עד ליום 31.3.2021.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.

בהקשר זה יצוין כי, בהתייחס לאפשרות שניתנה לרוכשת תחת הסכמי הייצוא למצרים להקטין את כמות ה-Take or Pay כמתואר לעיל, התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות ניירות ערך להמצאת מידע ומסמכים במסגרת בירור מנהלי מול השותפות. ביום 10.11.2020 הגישה השותפות מענה לדרישה כאמור.

7.26.10 ביום 18.6.2020 הגישו השותפים ברישיון אלון D עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"צ. במסגרת העתירה התבקש בית המשפט ליתן צו על תנאי המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט ליתן טעם מדוע לא תבוטל החלטת השר שדחתה את הערעור, מדוע לא יוארך הרישיון או יינתן לבעלות הרישיון רישיון חלופי תחתיו, ומדוע לא יתאפשר לבעלות הרישיון לממש את הזכויות הכלכליות הצומחות להן מהגז הטבעי שבמאגר כריש צפון שחלק ממנו מצוי בשטחי הרישיון. כן התבקשו צו ביניים, שימנע את פקיעת תוקפו של הרישיון, ולחילופין יאסור על פתיחת הליך תחרותי למתן רישיון חדש על שטח הרישיון (או חלק ממנו) או הענקת רישיון כזה לצד שלישי עד להכרעה בעתירה, וצו ארעי עד להכרעה בבקשה למתן צו הביניים. עוד באותו יום ניתנה החלטה המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט להגיש תגובתם לבקשה לצו ביניים עד ליום 28.6.2020. במסגרת ההחלטה דחה בית המשפט את הבקשה לצו ארעי, ולפיכך פקע הרישיון ביום 21.6.2020. ביום 23.6.2020 הכריז משרד האנרגיה על הליך תחרותי להענקת רישיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע הרישיון. ביום 24.6.2020 הגישו השותפים ברישיון, הודעה לבית המשפט במסגרתה עדכנו כי משרד האנרגיה פתח בהליך התחרותי כאמור, וטענו כי בכך יש כדי לחדד את הצורך במתן צו ביניים וביקשו כי בית המשפט יקבע מועד לדיון בבקשה. ביום 30.6.2020 הגישו שר האנרגיה והממונה על ענייני הנפט את תגובתם לבקשה לצו ביניים, במסגרתה טענו כי יש לדחות את הבקשה לצו ביניים, שכן היא במהותה בקשה למתן צו עשה (הארכת הרישיון לאחר שפקע) ומאחר שהוגשה בשיהוי (שלושה ימים לפני פקיעת הרישיון ובסמוך למועד תחילת ההליך התחרותי). כמו כן, טענו השר והממונה כי סיכויי העתירה להתקבל אינם גבוהים שכן לטענתם, העתירה מכוונת, הלכה למעשה, כנגד החלטה של השר משנת 2017, כך שבהגשתה כעת דבק שיהוי. ביום 6.7.2020 הגישו השותפים ברישיון תשובה לתגובת

השר והממונה לבקשה לצו ביניים, במסגרתה פירטו מדוע יש לדחות את טענות השר והממונה. ביום 7.7.2020 נדחתה הבקשה למתן צו ביניים. הדיון בעתירה, נקבע ליום 19.5.2021.

7.27 יעדים ואסטרטגיה עסקית

7.27.1 כללי

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 פיתוחים נוספים של נכסי נפט המפיקים שבבעלותה, ובראשם מאגר לוויין, קידום פיתוחם של נכסי נפט שאינם מפיקים עדיין שבבעלותה, ובראשם מאגר אפרודיטה, טיוב ההפקה והתפעול של נכסי הנפט המפיקים שבבעלותה, וכן קידום אפשרויות לשימוש, בעלות, פיתוח והרחבה של תשתיות הולכת גז טבעי מנכסי הנפט של השותפות לשוק המקומי ולשוקי הייצוא, לרבות בתצורת גז"ן (LNG).

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 בצורת גז/או באמצעות הנזלתו ו/או דחיסתו ושיווקו לשווקים גלובאליים.

בנוסף, פועלת השותפות למיצוי הפוטנציאל לממצאי גז ו/או נפט נוספים בנכסי הנפט שלה, ו/או ברישיונות חדשים, בישראל ו/או מחוצה לה, אם וככל שתתקשר בעסקאות לרכישת נכסי נפט ו/או שיוענקו לה. יצוין כי, השותפות בוחנת הזדמנויות עסקיות הקשורות בתחומי פעילותה, בישראל ומחוצה לה ובכלל זה האפשרות להיכנס כשותפה בנכסי נפט בשלבים שונים של חיפוש, פיתוח והפקה, וכן בוחנת פיתוחים טכנולוגיים הקשורים בתחומי פעילותה.

בשים לב להוראות מתווה הגז המחייבות את השותפות להעביר את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית לצד שלישי עד לחודש דצמבר 2021 כמתואר בסעיף 7.23.2(ב) לעיל, בכוונת השותפות למקד בתקופה הקרובה את מאמציה במציאת פתרון מיטבי לקיום דרישות מתווה הגז, ובמסגרת זו בכוונתה לפעול בעיקר לקידום האפשרות למכירת הזכויות האמורות לצד שלישי.

במקביל, במסגרת האסטרטגיה של השותפות לקדם אפשרות לרשום את נכסיה העיקריים למסחר בבורסה זרה, פעלה השותפות במהלך השנה האחרונה לקידום מתווה אפשרי לפיצול נכסיה, לפיו יועברו כלל נכסי השותפות, למעט זכויותיה בחזקות תמר ודלית ובפרויקט ים-תטיס, לתאגיד אנגלי חדש (להלן: "**התאגיד האנגלי**") כנגד הקצאת מניות אשר תחולקנה למחזיקי יחידות ההשתתפות, ובהמשך לכך יבצע התאגיד האנגלי הנפקת מניות למשקיעים זרים וירשום את מניותיו למסחר בבורסה בלונדון ובבורסה בת"א (להלן: "**עסקת לונדון**"). במסגרת קידום עסקת לונדון הכינה השותפות טיוטת תשקיף הנפקה אשר הוגשה לאחרונה לאישור הרגולטור הבריטי (ה-FCA) מטעם התאגיד האנגלי. נכון למועד אישור הדוח ממשיכה השותפות לפעול לקידום עסקת לונדון ופועלת בעזרת יועציה לגיבוש פרטי

העסקה. מודגש כי נכון למועד אישור דוח זה טרם קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה לאשר את עסקת לונדון, וכי עסקת לונדון טעונה, בין היתר, קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובחו"ל וכפופה, בין היתר, לאישור אסיפת מחזיקי היחידות, השגת אישורים שונים והשלמת פעולות נוספות אשר היתכנותם אינה ודאית, ולפיכך אין כל וודאות שהעסקה תצא לפועל.

ההיקף והמגוון של פעילות השותפות מחייבים השקעת אמצעים כספיים משמעותיים, בין היתר, לשם ביסוס והעמקת הידע והיכולות המסחריים, הטכניים, הכספיים, המשפטיים, הרגולטוריים ועוד. בכוונת השותפות לשקול ולעשות שימוש במגוון האמצעים העומדים לרשותה לצורך גיוס כספים, בדרך של חוב ו/או הון עצמי, וזאת בנוסף לשימוש בעודפי ההכנסות העתידיות מפרויקט לווייתן, ובעודפי המזומנים הנמצאים ברשותה, ובתמורות שהתקבלו ויתקבלו ממכירת נכסים בהתאם למתווה הגז, וזאת כמפורט בסעיף 7.20.1 לעיל.

7.27.2 פרויקט תמר

השותפות מקדמת חלופות ליישום מתווה הגז, כמפורט בסעיף 7.27.1 לעיל. עד למכירת יתרת זכויותיה בפרויקט פועלת השותפות להשאת ערך הפרויקט, וזאת, בין היתר, באמצעות המשך הבטחת אספקה של גז טבעי וקונדנסט מהפרויקט, בהתאם להסכמים שנחתמו וכן ניהול מו"מ והתקשרות בהסכמים נוספים למכירת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים הפוטנציאליים השונים בישראל ובאזור.

7.27.3 פרויקט לווייתן

(א) המשך הבטחת אספקה של גז טבעי וקונדנסט מהפרויקט, בהתאם להסכמים שנחתמו, וכן ניהול מו"מ והתקשרות בהסכמים נוספים למכירת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים הפוטנציאליים השונים בישראל ובאזור (בעיקר: ירדן, מצרים, והרשות הפלשתינאית).

(ב) קידום שלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב א1') להיקף הפקה של כ- 16 BCM בשנה ו/או להיקף הפקה של כ- 21 BCM בשנה ו/או להיקף הפקה של כ- 24 BCM בשנה, כמפורט בסעיף 7.2.5(א) לעיל, לצורך אספקת גז טבעי לשווקי יעד וללקוחות נוספים ובהם השוק המצרי, מתקני ההנזלה במצרים (ELNG ו/או SEGAS), ובהתאם לביקושים הנוכחיים והצפויים בשווקי יעד נוספים.

(ג) בחינת ההתכנות הטכנו-כלכלית של הקמת מתקן FLNG בהתבסס על גז טבעי ממאגר לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2(ג) לעיל.

(ד) קידום בחינת גיבוש פרוספקט אקספלורציה למטרות נפט בחזקות לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.4 לעיל.

7.27.4 בלוק 12 – קפריסין

קידום פיתוח מאגר אפרודיטה, כאמור בסעיף 7.4.6 לעיל, ושיווק הגז אל השוק המצרי ואל השוק המקומי הקפריסאי. במקביל בוחנת השותפות אפשרויות פיתוח נוספות, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים של ישראל, לרבות מאגר לווייתן.

7.27.5 אופטימיזציה של התשתיות

השותפות בוחנת, 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 לווייתן 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)3. ב. לעיל.

7.27.6 חיפוש נפט וגז

השותפות פועלת להמשך פעילות חיפושים של גז טבעי ו/או נפט בשטחי נכסי הנפט שלה וברישיונות חדשים, בישראל ומחוצה לה, תוך התמקדות בפרוספקטים בעלי הפוטנציאל הכלכלי הגדול ביותר ובכלל זה קידוחים למטרות נפט ובראשם קידום קידוח למטרות נפט בחזקות לווייתן. בנוסף, פועלת השותפות לאיתור הזדמנויות עסקיות בנכסי נפט חדשים, במסגרת השתתפות במכרזים ו/או הצטרפות לשותפויות קיימות המחזיקות בנכסי נפט ו/או גז, בעיקר באגן הים התיכון וסביבתו.

7.27.7 הגדלת הביקושים לגז טבעי

השותפות פועלת להגדלת הביקושים לגז טבעי, בין היתר, בדרכים הבאות:

(א) תחבורה: השותפות פועלת לקידום פרויקטים להגדלת היקף השימוש בגז טבעי לתחבורה לרבות, רכבי תחבורה ציבורית ומשאיות המונעים בגז טבעי דחוס, וכן תחבורה המונעת באמצעות חשמל, כגון, אוטובוסים וכלי רכבים פרטיים המונעים בחשמל במשק התחבורה הישראלי. להערכת השותפות, בהתחשב בכך שצריכת הדלקים הנוזליים לתחבורה בישראל בשנת 2019 עמדה על היקף שהינו שווה ערך לכ- 3.6 BCM גז טבעי לשנה פרויקטים כאמור עשויים להביא לגידול בביקושים הפוטנציאליים לגז טבעי.

בהקשר זה יצוין כי, ביום 29.10.2020 חתמה השותפות על הסכם לשיתוף פעולה (שאינו מחייב) עם חברת האנרגיה האיטלקית Snam S.p.A. ועם דן – חברה לתחבורה ציבורית בע"מ לקידום טכנולוגיה ויישומה בתחום האנרגיה הנקייה לתחבורה, ובעיקר הנעה באמצעות LNG לתחבורה. להערכת השותפות, יישום הטכנולוגיה שבבסיס שיתוף הפעולה כאמור (אם וככל שתיושם), עשוי להביא לגידול בביקושים הפוטנציאליים לגז טבעי.

(ב) הסבת תחנות כח פחמיות לשימוש בגז טבעי: להערכת השותפות, המשך מדיניות הממשלה להפחתת השימוש בפחם מזהם לייצור חשמל, ובכלל זה הפסקת כלל ייצור החשמל מפחם עד שנת 2025, לטובת מעבר לגז טבעי לייצור חשמל, צפויה להגדיל את צריכת הגז הטבעי בישראל בכמויות משמעותיות, המוערכות בעד כ- 4.8 BCM לשנה בהשוואה לשנת 2019.

(ג) מגורים: השותפות בוחנת קידום פרויקטים המעודדים שימוש בגז טבעי למגורים בשכונות חדשות.

(ד) תעשיות נוספות: למיטב ידיעת השותפות נבחנים ומקודמים בישראל על ידי יזמים שונים פרויקטים, הן בתחומי התעשייה בהם משמש הגז הטבעי כחומר גלם, כדוגמת ייצור אמוניה וייצור מתנול, והן בתחומי התעשייה עתירת האנרגיה. להערכת השותפות, הקמתם של מפעלים בישראל בתחומים הללו, אם וככל שיוקמו, עשויה להביא לגידול משמעותי בהיקף צריכת הגז הטבעי המקומי.

7.27.8 אפשרויות כניסה לתחום אנרגיות מתחדשות

למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד אישור הדוח, מקדמות הבורסה ורשות ניירות ערך תיקון של תקנון הבורסה אשר יאפשר לשותפויות נפט וגז לשלב בפעילותן פרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות. בכפוף לאישור התיקון האמור ותנאיו ובכפוף לקבלת כל האישורים הנדרשים, בכוונת השותפות לבחון במהלך השנה הקרובה אפשרויות לכניסה לתחום אנרגיות מתחדשות והשקעה בטכנולוגיות בתחום האנרגיה.

מובהר כי, האסטרטגיה ויעדיה של השותפות המפורטים 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 בישראל לתחום האנרגיה לחיפוש, פיתוח והפקת גז טבעי בשינויים המחויבים מדרישות החוק, הרגולציה (בארץ ובחו"ל), תנאי הרישיון, דרישות הגופים המממנים ומהיקפי פעילות השותפות וחיפופיה בארץ ובחו"ל.

חלק מהביטוחים נערכים בפוליסות קבוצתיות הכוללות מספר מבוטחים, המכסות את הנכסים והחבויים בפעילויות השונות של השותפות וזאת רק כנגד חלק מהסיכונים האפשריים, כמקובל בענף החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי, הכל בכפוף לאמור בסעיף זה. 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 בעת תקופת תחזוקה הנוגעת לפיתוח מאגר לווייתן) וכן חבויות בגין נזק לגוף ולרכוש שנגרם לצד שלישי עקב פעילות הקידוח, ההקמה וההפקה לרבות נזקי זיהום כתוצאה מאירוע תאונתי.

יצוין כי, השותפות ונובל ערכו כיסוי ביטוחי לנזק פיזי לרכושה של חברת EMG בפוליסה מסוג "כל הסיכונים" וכן בפוליסה לביטוח סיכוני מלחמה וטרור. כמו כן, שותפי לווייתן ערכו כיסוי ביטוחי להפרעה באספקת גז, הנגרמת מנזק פיזי לרשת ההולכה המצרית בסיני, עקב מעשי מלחמה ו/או טרור.

הביטוחים המפורטים לעיל נערכו בחלקם באופן עצמאי ובחלקם במסגרת מערך הביטוחים של המפעילה. פוליסות הביטוח כפופות להסכמי שיעבוד והמחאת זכויות בהתאם להסכמי מימון אשר נחתמים מעת לעת.

יצוין כי, השותפות עוקבת מעת לעת אחרי שינויים בערכו של הרכוש המבוטח וסכומי הנזק התוצאתי הנלווה לנזק לרכוש המבוטח ו/או הנלווה לרכושו של לקוח ו/או של ספק כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על-פי החשיפה זאת בכפוף 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 להחליט 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 7.4.3(ג)(2)(יא) 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 מסיכונים זיהום תאונתי.

לפרטים אודות הסיכון בהיעדר כיסוי ביטוחי מספיק ראו סעיף 7.29.12 להלן.

7.29 גורמי סיכון

להלן סיכום תמציתי של האיומים, החולשות וגורמי הסיכון האחרים של השותפות, הנובעים מהסביבה הכללית (להלן: **"סיכונים מאקרו"**), מתחום הפעילות (להלן: **"סיכונים ענפיים"**) ומן המאפיינים הייחודיים שבפעילות השותפות (להלן: **"סיכונים מיוחדים"**). מובהר כי, גורמי הסיכון המפורטים להלן אינם מהווים רשימה ממצה של הסיכונים הקשורים לשותפות ולפעילותה, וכי קיימים לשותפות סיכונים נוספים הנובעים מעסקי השותפות ונכסיה כמתואר בפרק א' זה וכן סיכונים אשר נכון למועד אישור הדוח אינם ידועים עדיין לשותפות.

7.29.1 העברת הזכויות בחזקות תמר ודלית וקיום תנאי מתווה הגז

כמפורט בסעיף 7.23.1 ו- 7.27.1 לעיל, על פי תנאי מתווה הגז מחויבת השותפות להעביר עד לחודש דצמבר 2021 את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית לצד שלישי שאיננו קשור לשותפות או למי שמחזיק באמצעי שליטה במאגר לווייתן או במאגרי כריש ותנין, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט (להלן בסעיף זה: **"העברת הזכויות"** ו- **"המועד הקובע"**, בהתאמה).

על פי הוראות מתווה הגז, ככל שלא תבוצע העברת הזכויות עד המועד הקובע, תועבר הזכות להעברת הזכויות שלא נמכרו לידי נאמן (כהגדרתו במתווה הגז), אשר יפעל למציאת רוכשים ולקבלת מירב ההצעות למכירת הזכויות המועברות בתמר, והכל בהתאם להוראות המתווה ולהנחיות שיקבל מהממונה על התחרות. 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).

7.29.2 משבר הקורונה

התפרצות משבר הקורונה בראשית שנת 2020 גרמה לירידה משמעותית בביקושים לגז טבעי במהלך שנת 2020. נכון למועד אישור הדוח, נמשכת אי-הוודאות לגבי

התפתחות משבר הקורונה והשלכותיו האפשריות על הפעילות הכלכלית העולמית והמקומית. ככל שיימשך המשבר, עלול הדבר להביא, בין היתר, להטלת מגבלות תנועה ופגיעה בפעילות הכלכלית וכן לירידה ברמות הביקושים והמחירים של מוצרי אנרגיה בכלל, והגז הטבעי שמשווקת השותפות בפרט. לפרטים נוספים ראו בסעיף 6.9 לעיל, סעיף 3 לחלק הראשון לדוח הדירקטוריון וביאור 1 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

נוסחאות מחיר הגז הטבעי ורכיבי ההצמדה בחוזי האספקה

7.29.3

בחוזים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת הצמדה לתעריף ייצור החשמל, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent) והצמדה לשער החליפין שקל/דולר. בחלק ניכר מהחוזים לאספקת גז טבעי עליהם חתמה השותפות נקבעו לצד נוסחאות המחיר גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי ההצמדה, אך אין ודאות שהשותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בחוזים חדשים שייחתמו על ידה בעתיד. לפרטים נוספים אודות ההצמדות הקבועות בהסכמי מכירת הגז הטבעי, ראו סעיף 6.10.1 לעיל.

ירידה בתעריף ייצור החשמל (בין היתר, כתוצאה מהתאמה שתבקש חברת החשמל, ככל שתבקש, של המחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם חח"י-תמר, כאמור בסעיף 7.11.4(א)4 לעיל) ו/או ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או עלייה בשער החליפין שקל/דולר (פיחות של הש"ח אל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף ייצור החשמל מקשים על היכולת לחזות, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין, כי ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על ידי חברת החשמל במסגרת הרפורמה כאמור בסעיף (ד) לעיל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם SMP (System – Marginal Price) לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית לייצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום. לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

שינויים בביקושים או במחירי הדלקים ומקורות אנרגיה אחרים בשווקים הבינלאומיים

7.29.4

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו מושפעים, בין היתר, גם משינויים משמעותיים במחירי הנפט, הגז הטבעי, לרבות LNG, ובמחירי מקורות אנרגיה אחרים, לרבות פחם ומוצרים תחליפיים אחרים לגז הטבעי המופק מהמאגרים תמר

ולוויתן, הן בשוק המקומי והן בשווקים הבינלאומיים. כך למשל, מחירי LNG נמוכים בשווקים הבינלאומיים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגרי תמר ולוויתן. עלייה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי (לרבות פחם ומוצרים אחרים) בשוק המקומי או בשווקים הבינלאומיים עשויה להקטין את הביקושים מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא בירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר שעלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותיה. רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל, כמפורט בסעיף 7.24.6 (ו) לעיל, ובמשק האנרגיה ככלל, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו.

נוסף לכך, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית כדוגמת, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות, בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז, בפרט, כמו גם תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות כדוגמת נגיף הקורונה ופגעי טבע, עלולים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו ו/או להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים, כמו גם על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים. לפרטים בדבר השפעת משבר הקורונה על הביקושים ומחירי האנרגיה, ראו סעיף 6.9 לעיל.

7.29.5 גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים

יכולת השותפות למכור את הגז הטבעי המופק, כמו גם חתימת הסכמים למכירת גז טבעי ארוכי טווח חדשים וקבלת החלטות השקעה בדבר פרויקטי הפקת גז טבעי חדשים או הרחבה של פרויקטים קיימים, תלויה, בין היתר, בגורמים מאקרו כלכליים גלובאליים שונים או בהתרחשויות מהותיות בכלכלות הגדולות, כדוגמת ארה"ב, סין והגוש האירופי. בין הגורמים המאקרו כלכליים שעשויה להיות להם השפעה מהותית על עסקי השותפות נמנים, בין היתר, שינויים בקצב הצמיחה או האטה כלכלית גלובאלית, מיתון גלובאלי, אינפלציה גלובאלית, תנודתיות לא שגרתית בשערי מט"ח, מצב הסחר הגלובאלי, עלייה במרווחי הריבית, תפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות בכלל ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז בפרט, שינויי אקלים ומזג האוויר – לרבות ההתחממות הגלובאלית התורמת להיווצרות תנאי מזג אוויר חמים מהצפוי, וכן מלחמות סחר, כדוגמת מלחמת הסחר בין ארה"ב לסין, שהביאה להאטה בפעילות הכלכלית; פגעי טבע, התפרצות מגיפות כדוגמת נגיף הקורונה ותהליכים פוליטיים וחברתיים גלובאליים אשר עשויים לערער יציבות של משטרים. גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים מסוג זה, שבמרבית המקרים לא ניתן לצפות אותם מראש, עשויים להביא לפגיעה מהותית בכלכלה הגלובאלית, להגביר את אי

הוודאות בשווקים, לפגוע באמון המשקיעים, הקהילה העסקית והצרכנים, ולהביא להפחתת הצריכה העולמית של מוצרי אנרגיה – בהם נפט וגז טבעי ולהקשות על מימון מחדש. מטבע הדברים, לשותפות אין יכולת להשפיע על גורמים בעלי השפעה גלובאלית מסוג זה, וקשה לאמוד ולהעריך כיצד גורמים מסוג זה עשויים להתפתח ולהשפיע על עסקי השותפות.

7.29.6 גיאופוליטיקה

המצב הביטחוני, הכלכלי והפוליטי במזרח התיכון בכלל ובישראל, מצרים וירדן בפרט, עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים, לרבות במזרח התיכון, להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים, לרבות השותפות, יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון ו/או הרעה במערכת היחסים בין ישראל לשכנותיה בשווקי היעד הרלוונטיים, מטעמים בטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עלולה לפגוע מהותית בהכנסות השותפות מחוזי ייצוא הגז למצרים ולירדן, קרי לדולפינוס ול- NEPCO שהינם לקוחות עיקריים של השותפות, כמו גם ביכולתה של השותפות לקדם את עסקיה עם מדינות וגופים נוספים במדינות השכנות.

7.29.7 קשיים בקבלת מימון

לצורך קידום שלבי פיתוח נוספים בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן או פיתוחם של מאגרים נוספים בעתיד, כדוגמת מאגר אפרודיטה, ככל שיוחלט על ביצועם, תזדקק השותפות למקורות כספיים משמעותיים נוספים ויתכן ויהיה על השותפות לגייס הון או מימון נוסף, לרבות באמצעות גיוס עתידי של חוב בנקאי או גיוס אג"ח פרטי או ציבורי.

גיוס מימון נוסף עלול להיתקל בקשיים, במיוחד במקרה של משבר כלכלי המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין ובהחמרת דרישות הגופים המממנים להעמדת המימון. נכון למועד אישור הדוח, על רקע משבר הקורונה, עלול להתפתח משבר כלכלי עולמי חמור שישפיע לרעה על יכולת גיוס ההון של השותפות. נוסף לכך, האפשרות לגייס חוב נוסף כפופה לאמות המידה וההתחייבויות האחרות שנקבעו באגרות החוב, כמפורט בסעיף 7.20 לעיל.

7.29.8 תחרות באספקת גז

השותפות חשופה לתחרות באספקת הגז הטבעי לשוק המקומי ולשווקי הייצוא, אשר התגברה לאחרונה באופן משמעותי, ובכלל זאת תחרות מול מאגרי גז מתחרים קיימים, או מאגרים חדשים שעשויים להתגלות בעתיד בישראל או במדינות השכנות, ותחרות מצד מקורות אנרגיה חלופיים לרבות פחם, דלקים נוזליים (כגון סולר ומזוט) ומקורות של אנרגיה מתחדשת (כגון שמש ורוח). התגברות התחרות הביאה לירידה במחירי הגז הטבעי שנקבעו בחוזי אספקה חדשים, והמשך מגמה זו בעתיד עלול להביא לירידה בביקוש לגז הטבעי שמוכרת השותפות ולירידה נוספת במחירו, דבר שעלול לגרום לפגיעה מהותית בהכנסות השותפות ועסקיה.

בשנים האחרונות נתגלו בישראל מספר מאגרי גז משמעותיים, בהיקפים העולים

באופן משמעותי על הערכות משרד האנרגיה ביחס לביקושים לגז במשק המקומי. לפרטים אודות הליכים תחרותיים לחיפוש גז טבעי ונפט במים הכלכליים של ישראל שעשויים להוביל לתגליות גז חדשות, ראו סעיף 7.14.1 לעיל. במצרים ובירדן, אליהן מייצאת השותפות גז טבעי במסגרת חוזה האספקה לדולפינוס ול-NEPCO, חשופה השותפות לתחרות שעשויה להתגבר בעתיד מצד מאגרים שנתגלו (כגון שדה הגז הטבעי Zohr במצרים), או מאגרים חדשים שיתגלו בעתיד, וכן מצד ספקים של מוצרי אנרגיה חלופיים.

נכון למועד אישור הדוח, בנוסף למאגרי תמר ולויתן המפיקים כיום בישראל, מאגרי כריש, כריש צפון ותנין, שבבעלות אנרג'יאן, מצויים בשלבי פיתוח מתקדמים, והראשון שבהם צפוי, לפי מיטב ידיעת השותפות ובהסתמך על פרסומי אנרג'יאן, להתחיל לספק גז במהלך הרבעון הראשון לשנת 2022. מאגרים אלו, המאוגדים תחת מערכת הפקה אחת, צפויים להיות ספקים משמעותיים נוספים של גז טבעי. יצוין כי, בהתאם להוראות מתווה הגז, מאגרי כריש ותנין מיועדים לספק גז טבעי לשוק המקומי בלבד.

בהתאם לתנאי מתווה הגז, נדרשת השותפות למכור את מלוא החזקותיה במאגרים תמר ודלית לצדדים שלישיים בלתי קשורים (כמפורט בסעיף 7.23.1(ב) לעיל). עם השלמתה של מכירה כאמור, יהווה מאגר תמר מתחרה לנכסי הנפט הנוותרים של השותפות.

עד למועד דוח זה התבצע שיווק הגז שהופק ממאגר תמר במשותף על ידי כל שותפי תמר. לפרטים אודות הסכם האיזון לשיווק גז בנפרד ממאגר תמר, ראו סעיף 7.11.4(א)6. לעיל. מכירה בנפרד של גז טבעי על-ידי השותפים בנכס נפט עשויה להגדיל את התחרות, ולהוביל לירידת מחירי הגז הטבעי. נכון למועד דוח זה מתבצע שיווק הגז ממאגר לויתן במשותף על ידי כל שותפי לויתן, אך על פי הסכם התפעול המשותף זכאי כל שותף, בכפוף לתנאים מסוימים, ליטול את חלקו בגז המופק מהמאגר ולשווקו בנפרד מיתר השותפים, והדבר, אם וככל שיקרה, עשוי להוביל להגברת התחרות.

לאור היקף הביקוש המוגבל לגז טבעי במשק המקומי, כניסה של מתחרים נוספים לשוק הגז המקומי, ההגבלות על היקף הגז שניתן לייצא ותמריצים הניתנים לפיתוח מקורות של אנרגיה מתחדשת, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות משמעותית במכירת עתודות הגז המיוחסות לנכסי הנפט שלה.

לפרטים נוספים אודות התחרות באספקת הגז 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 המתמרכת את יצרני החשמל הפרטיים להתקשר בהסכמי מכירת ורכישת גז, במחיר הנמוך מהמחיר המקסימלי שנקבע במתווה הגז, ובנוסף מתמרכת יצרני חשמל פרטיים להתקשר בהסכמים לרכישת גז טבעי עם ספקי גז חדשים שאינם שותפי תמר ראו סעיף 7.25.5(יא) לעיל.

7.29.9

מגבלות על ייצוא

תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות לייצא גז ממאגרי הגז הטבעי בהם שותפה השותפות ומכירתו בשוק האזורי והבינלאומי. החלטת הממשלה בעניין ייצוא, המפורטת בסעיף 7.23.1(ג)א לעיל, מגבילה את כמות הגז שניתן לייצא. אם תתקבל החלטה בדבר הפחתה נוספת של כמויות הגז הטבעי המותרות לייצוא עלול הדבר 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 פוטנציאליים ליצוא הגז, הקמת מערך ייצוא ושינוע וקבלת האישורים הרגולטוריים הרלוונטיים ותקינותו, כדאיות כלכלית להקמת מערך כאמור, איתור לקוחות פוטנציאליים בשוק הבינלאומי, מציאת מקורות מימון להשקעות הנדרשות לפיתוח ולהקמת מערך הייצוא, ותחרות עם ספקים מקומיים ובינלאומיים בשוקי היעד הרלוונטיים.

7.29.10

תלות בהתפתחות ובתקינות מערכת ההולכה

יכולתה של השותפות לספק את הגז המופק מנכסיה ללקוחות הקיימים וללקוחות פוטנציאליים נוספים בישראל ומחוצה לה מותנה, בין היתר, בפיתוח ותקינותן של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז, של רשתות החלוקה האזוריות ושל צנרות הולכה לצרכנים במדינות שכנות (להלן בסעיף זה ביחד: "**מערכות ההולכה**"). כל תקלה או הפרעה משמעותית במערכות ההולכה המשמשות ו/או אשר ישמשו את השותפות בעתיד, עשויות להגביל את יכולתה של השותפות לספק גז ללקוחותיה, תוך חשיפתה לאובדן הכנסות ולהליכים משפטיים, להם עלולה להיות השפעה שלילית על עסקי השותפות ותוצאות פעילותה. בנוסף, דחייה בישום תוכנית הפיתוח וההרחבה של מערכת הולכת הגז עשויה לפגוע ביכולת השותפות לעמוד בתחזיותיה בקשר עם מכירות גז טבעי.

7.29.11

סיכוני תפעול

פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי במים עמוקים כרוכה בסיכונים תפעוליים רבים. קידוח במים עמוקים מצריך שימוש בטכנולוגיות קידוח מתקדמות, ועל-פי רוב נמשך זמן רב יותר ועלויותיו גבוהות יותר משל מקבילו היבשתי, בשל המורכבות גדולה של הפעילות ובשל הצורך לקיים ולתחזק מערכי אספקה ארוכים. פיתוח והפקה של גז טבעי ממאגרים במים עמוקים כרוכה במגוון סיכונים הכולל, בין היתר, התפרצות בלתי מבוקרת של נוזלים וגז מבאר, התפוצצות, התמוטטות והתלקחות באר, תקלות, תאונות, ואירועים אחרים העלולים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה. ביצועים מתחת לרמה הצפויה או היעילה עשויים גם להיגרם, בין היתר, כתוצאה מטעויות קבלן או מפעיל, סכסוכי או שיבושי עבודה, פציעות, עיכוב או אי קבלת היתרים, אישורים או רישיונות, הפרת דרישות היתרים או הרישיונות, מחסור בכוח אדם, בציוד או בחלקי חילוף, עיכובים בהעברת ציוד או חלקי חילוף, פירצות אבטחה, מתקפות סייבר, פעולות טרור ואסונות טבע.

התרחשות כל אחד מהאירועים כאמור עלולה להפחית באופן משמעותי את הפקת

או אספקת הגז הטבעי או להפסיקה, לפגוע בלוח הזמנים ובתקציב הפעילות, לפגוע באיכות הפחממנים הנמכרים, וכתוצאה מכך להביא להשתת קנסות בגין אי אספקה ואף לביטול הסכמי מכירת הגז הקיימים של השותפות.

7.29.12 היעדר כיסוי ביטוחי מספיק

על אף שהשותפות מבטחת בכיסוי נזקים שונים אשר עלולים להיגרם בקשר לפעילותה, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי מלא בפוליסות השונות שנערכו 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 אובדן הכנסות אפשרי, הן לעניין עלויות ההקמה והשיקום של מערך ההפקה במקרה של אירוע בגינו יגרם נזק למערך ההפקה לרבות עקב טרור, מלחמה, סייבר ואובדן שליטה בבאר והן לנזק לרכוש מכל סוג בתוך הבאר). כמו כן, אין כל ודאות כי ניתן יהיה לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. בנוסף, קיימים ביטוחים מסוימים שהשותפות עשויה להחליט שלא לעורכם כלל מטעמים שונים כגון היעדר כדאיות כלכלית.

פעילותה של השותפות בירדן (כמפורט בסעיף 7.12.5(ב)1 לעיל) ובמצרים (כמפורט בסעיף 7.25.6 לעיל) חושפת את השותפות לסיכונים שלא ניתן לבטח כלל או שניתן לבטח רק באופן חלקי, הכוללים, בין היתר, נזק תוצאתי הנלווה לנזק מכל סוג שהוא לרכוש ו/או הנלווה לנזק לרכושו של ספק ו/או לקוח ו/או הפרה של הסכמים וביטול הסכמים מסיבה שאינה מותרת על פי ההסכם ו/או שינוי חקיקה ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בירדן ובמצרים, אשר עלולות לפגוע בעסקי השותפות וברכוש.

במקרה של אובדן או נזק בקנה מידה גדול, הביטוחים אשר נרכשו 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 החיפוש, הפיתוח וההפקה של השותפות, לפגיעה בעסקי השותפות או להיות בעלי השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או תחזיותיה ובמקרה קיצון אף עלולים להביא את השותפות לחדלות פירעון.

יצוין, כי ההחלטה על סוג והיקף הביטוח נקבעת בדרך כלל בנפרד לגבי כל פעילות תוך התחשבות, בין היתר, בעלות הביטוח, טיבו והיקפו של הכיסוי המוצע, דרישות הרגולציה, היכולת להשיג כיסוי מתאים בשוק הביטוח, הקיבולת הפנויה עבור השותפות בשוק הביטוח והסיכונים הצפויים.

7.29.13 סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים

כיום אין בישראל קבלנים המתאימים לביצוע מירב הפעולות המבוצעות בנכסי השותפות, ולפיכך מתקשרת השותפות באמצעות המפעיל עם קבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. זאת ועוד, מספר אסדות הקידוח המסוגלות לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים בפרט הינו קטן יחסית ואין כל בטחון כי יימצא מתקן מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להן. עקב כך, עשויות הפעולות הנ"ל להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים

משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות. בנוסף, רוב הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע הפעולות הנ"ל לא ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך יש צורך להזמין שירותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, זמן רב מראש, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. התקשרות עם קבלנים זרים לביצוע פעולות חיפוש נפט ו/או גז טבעי, הפיתוח וההפקה בים (לרבות קבלנים לביצוע עבודות תחזוקה ותיקונים) עלולים להיתקל בקשיים גם עקב מצבה הפוליטי והביטחוני 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.

7.29.14 סיכוני פעילות חיפוש והסתמכות על הערכות, אומדנים ונתונים חלקיים

ומשוערים

פעילות חיפוש של נפט וגז כרוכה בדרגה גבוהה של סיכון, בין היתר, במקרה של כישלון בקידוחי ניסיון והערכה, ועלולים לגרום לירידת כל כספי ההשקעה לטמיון. האמצעים הגיאולוגיים והגיאופיזיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפוש וההערכות לגבי גודל המאגרים ומשאבי הגז ו/או הנפט שבהם, מתבססים במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות. 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 במידע גיאולוגי וגיאופיזי ישיר לגבי חלק משטחי נכסי הנפט של השותפות, וזאת, בין היתר, בשל מיעוט הקידוחים שבוצעו באזורים ו/או לעומקים רלוונטיים.

הערכת כמויות המשאבים בנכסי הנפט המפיקים תמר ולוויתן נבחנת באופן רציף, ועשויה להתעדכן, בהסתמך על חוות דעת של מערכי עתודות בלתי תלויים ומידע נוסף שנצבר לגבי המאגרים. הערכה של כמויות המשאבים המיוחסים לנכסי הנפט של השותפות היא תהליך סובייקטיבי המבוסס על אומדנים והנחות 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 הנכלל בדוח לעניין כמויות המשאבים המיוחסים לנכסי הנפט של השותפות, הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות של גז טבעי ונוזלי נפט שניתן יהיה להפיק מהמאגרים השונים. עוד יצוין, כי אומדן כמות עתודות הגז הטבעי משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות ולאור מהותיות הפחתת הנכסים, יכולים להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

נוסף לכך, נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחסים לפרויקטים תמר ולוויתן מבוססים על הנחות שונות שרבות מהן אינן בשליטת השותפות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ההפקה והמכירות ומחירי המכירה, אשר אין לגביהן כל ודאות כי יתמשו. לפרטים בדבר ההנחות העיקריות אשר בבסיס תזרים המזומנים בפרויקט תמר, ראו בסעיף 7.3.11(א)3 לעיל. לפרטים בדבר ההנחות

העיקריות אשר בבסיס תזרים המזומנים בפרויקט לויתן, ראו דוח מידי של השותפות מיום 10.3.2021 (מס' אסמכתא : 01-030942-2021), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפנייה.

7.29.15 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים

עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפוש, פיתוח, הפעלה ותחזוקה, ולוחות זמנים משוערים לביצוע מבוססים על ניסיון העבר ואומדנים כלליים, ויכולות להיות בהם לפיכך סטיות ניכרות, לרבות בשל אירועים שאינם בשליטת השותפות. תכניות פיתוח וחיפוש 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, פיתוח, הפעלה או תחזוקה וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאה בפועל שתידרש לשם השלמת הפעולות תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

7.29.16 חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה וחוסנם הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט

פעולות חיפוש, פיתוח והרחבת/שימור יכולת אספקת הגז בנכסי הנפט של השותפות, כרוכות בהוצאות כספיות ניכרות אשר יתכן ולשותפות לא יהיו אמצעים לכסותן. 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 בנכס/י הנפט אשר הסכם ו/או הסכמי התפעול, החל ו/או החלים עליהם. בנוסף, במצב בו צדדים אחרים להסכמי התפעול המשותפים לא שילמו סכומים שאמורים היו לשלם, עלולה השותפות להידרש בתשלום סכומים העולים באופן ניכר על חלקה היחסי באותם נכסי נפט. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות פיתוח וקידוחים ימיים, עלולות עלויות נוספות אלו, להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות ועקב כך תאבד את זכויותיה בנכסי הנפט.

בין היתר לאור האמור לעיל, לחוסן הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט של השותפות יכולות להיות השלכות על תזרים המזומנים שלה.

7.29.17 תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים

פעולות חיפוש, פיתוח והפקה בנכסי הנפט של השותפות מחייבות קבלת אישורים רגולטוריים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה, לרבות משרד הביטחון, רשויות הגנת הסביבה, רשויות המס, רשויות התכנון השוונות, משרד החקלאות, רשות הנמלים ומשרד התחבורה (להלן בסעיף זה: "**האישורים**"). במסגרת האישורים הנדרשים לפעילות השותפים בנכסי הנפט נקבעים תנאי תוקף, אשר חלק ניכר מהם אינו בשליטת השותפים. הפרת תנאים אלו עלולה להוביל, בין היתר, לעצירת פעילות ההפקה מהמאגרים המפיקים, הטלת מגבלות על הפעילויות השוונות וחשיפת השותפים בנכס הנפט לסנקציות כספיות, מנהליות או פליליות. לשותפים בנכסי הנפט אין שליטה ביחס לתנאים שייקבעו באישורים חדשים שיידרשו בעתיד, ואין

לפיקד בטחון שניתן יהיה לקבל את האישורים הנדרשים או לעמוד בתנאיהם.

7.29.18 שינויים רגולטוריים

ככלל, היקף הרגולציה שחלה על תחום הפעילות של השותפות מתאפיין בגידול מתמיד. לפרטים בנוגע לרגולציה החלה על פעילות השותפות במועד אישור הדוח ראו סעיף 6.10.2 לעיל. הכבדת הרגולציה החלה, בין היתר, על פעולות חיפוש, פיתוח והפקה של גז ונפט, תנאי האספקה של גז טבעי, ייצוא גז טבעי, מיסוי רווחי נפט וגז, כללים להקצאת זכויות נפט חדשות, ביטוח וערבויות, העברה ושעבוד של זכויות נפט, הגבלים עסקיים, פיקוח על מחירי הגז, אסדרה תכנונית וכיוצא בזה, עלולה להשפיע לרעה על עסקי השותפות. כמו כן, ככל שיחול שינויים נוספים בכל דין, בהסדרה על פי מתווה הגז, תקנה או מדיניות רלוונטיות, או עיכוב בקבלת כל אישור רגולטורי, או שהשותפות או לקוחותיה לא יקבלו את האישורים הרגולטוריים הנדרשים או לא יקיימו את תנאיהם, ייתכן והשותפות או לקוחותיה לא יהיו מסוגלים לקיים את התחייבויותיהם על-פי הסכמי מכירת הגז הטבעי הקיימים.

7.29.19 אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי

כפי שצוין בסעיף 7.23.5(א)11 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, כאשר יש לדווח באופן חצי שנתי על המחירים ועל שולי הרווח של הגז הטבעי הנמכר. בהתאם למידע שיתקבל, ייבחן הצורך להטיל פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר מירבי למכירת גז טבעי. במקרה בו יוטל פיקוח על המחירים, ויקבע מחיר מרבי הנמוך מהמחירים הקבועים בהסכמים למכירת גז טבעי של השותפות, וככל שקביעה זאת תעמוד בבחינה משפטית, עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, שהיקפה ייגזר מהמחיר המירבי שיקבע.

במסגרת מתווה הגז נקבעו הוראות מחייבות בנוגע למחיר הגז וחלופות ההצמדה של המחיר שניתן להציג ללקוחות המאגרים תמר ולוויתן, כמפורט בסעיף 7.23.1(ג)1 לעיל. 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 הצפויה להסתיים בחודש דצמבר 2021.

7.29.20 בקשה לאישור תובענה ייצוגית בקשר עם המחיר בהסכם בין שותפי תמר לבין חברת

חשמל

ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל אביב לאישור תובענה ייצוגית על ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר, אשר נטען בה, בין היתר, כי מחיר הגז שנמכר ממאגר תמר 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 התחרות הכלכלית (להלן בסעיף זה: "**בקשת**

האישור"). ככל שתתקבל בקשת האישור ולאחר מכן יתקבל פסק דין סופי וחלוט נגד שותפי תמר, עלולה להיות לכך השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, לרבות על נתוני התזרים המהוון כמפורט בסעיף 7.3.11(א)3 לעיל ובדוח מיידי של השותפות מיום 10.3.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-030942), וכן על המחירים בהם תמכור השותפות גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה. להערכת השותפות, להחלטה כאמור עשויה להיות השפעה שלילית על כלל פעילות הנפט והגז בישראל. לפרטים נוספים בדבר הליך זה ראה סעיף 7.26.1 לעיל.

7.29.21 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 מפעילת הפרוייקטים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים (כגון חוקים להגנת הסביבה) לצורך פעילות המפעילה כאמור.

אי עמידה בהוראות הרגולציה הסביבתית כאמור, עלולה לחשוף את המפעילה, 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 למפעילה וכן לזיהום הנוגע למתקני השותפות או הנובע מפעילותם.

חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי במים עמוקים כרוכים בסיכונים שונים, לרבות פליטת חומרים ופסולת מסוכנים לסביבה, וכן חשיפה של בני אדם לאותם חומרים ופסולת מסוכנים. עקב מכך, השותפות יכולה להיות אחראית לחלק או כל ההשלכות הנובעות מסיכוני הפליטה או החשיפה של חומרים ופסולת מסוכנים כאמור.

כפי שצוין בסעיף 7.23.5(ט) לעיל, בחודש ספטמבר 2016 פרסם משרד האנרגיה בשיתוף המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות המסדירות את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. להנחיות כאמור עלולה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות, אשר נכון למועד אישור הדוח, לא ניתן לאמוד את היקפה. אין כל ודאות שהעלויות שידרשו מהשותפות בקשר עם החוקים, התקנות וההנחיות הקיימים והצפויים בתחום איכות הסביבה ובקשר להשלכות הנובעות מפליטת חומרים לסביבה לא יעלו על הסכומים שהוקצו על-ידי השותפות למטרות אלה, או שלעלויות אלו לא תהיה השפעה מהותית לרעה על מצב הכספי של השותפות ותוצאות פעילותיה. עוד יצוין, כי הפרשנות והאכיפה של חוקים והרגולציות הסביבתיים משתנים מעת לעת ועשויים להיות מחמירים יותר בעתיד.

לפרטים אודות עיצומים שהתקבלו מהמשרד להגנת הסביבה ראו סעיף 7.22.6(ג) לעיל.

7.29.22 שינויי האקלים

הדיון הציבורי המתקיים בנוגע לשינויי האקלים והשפעת האדם עליו עשוי להוביל להתערבות רגולטורית והתפתחויות נוספות שעשויות להיות להן השפעה מהותית על תחום הפעילות של השותפות. הסכמים בינלאומיים, חקיקה וצעדים רגולטוריים אחרים אשר יינקטו במטרה להקטין את פליטת גזי החממה, אם וככל שייכנסו לתוקף ויוחלו על פעילות השותפות, עשויים לגרום, בין היתר, לתשלום הוצאות משמעותיות לצורך עמידה בדרישות החדשות, ולהגביר באופן מהותי את התחרות מצד ספקים של מקורות אנרגיה מתחדשת.

בנוסף, פעילותם של ארגונים ופעילים המתנגדים להפקה ושימוש בדלקים מאובנים (פוסיליים) עלולה לפגוע במוניטין של השותפות ולגרום להוצאות משפטיות ואחרות אשר יידרשו לצורך התמודדות עם פעילות זו ותוצאותיה.

7.29.23 תלות במזג אוויר ובתנאי ים

פעילות ימית חשופה למגוון סיכונים תפעוליים הייחודיים לסביבה הימית, כגון התהפכות, התנגשויות ונזק או הפסד הנגרמים כתוצאה מתנאי מזג אוויר קשים ותנאי ים. 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 שהשותפות מחויבת בהם. לעניין השפעות מזג אוויר על הביקושים, ראו סעיף 7.1.3(ב) לעיל.

7.29.24 סיכוני אבטחת מידע וסייבר

השותפים בנכסי הנפט של השותפות, לרבות השותפות והמפעילה בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) (להלן בסעיף זה: "התאגידים"), נסמכים בפעילותם על מערכות מחשב. כך למשל, במסגרת פעילות ההפקה ממאגרי תמר ולויתן, נעשה שימוש במערכות בקרה תעשייתיות, המשמשות לצורך פיקוח, שליטה ואיסוף נתונים בתעשייה (Industrial Control Systems, להלן: "ICS"), המנטרות ושולטות בתהליכים רחבי היקף הכוללים, בין היתר, ניטור של צנרת הולכת הגז הטבעי והקונדנסט. מערכות מבוססות ICS חשופות לסיכון של מתקפות סייבר. בנוסף, השותפות והמפעילה תלויות במערכות מחשב, לרבות מערכות מידע ותשתיות, בכל הקשור לעיבוד ותיעוד נתונים פיננסיים ותפעוליים, התקשרות עם עובדים, יועצים ושותפים עסקיים, ניתוח מידע סייסמי, גיאולוגי והנדסי, אומדן עתודות נפט וגז ולפעילויות אחרות הקשורות לעסקי השותפות. השותפים העסקיים של השותפות, לרבות ספקים, לקוחות ומוסדות פיננסיים, תלויים גם הם במערכות מחשב, לרבות מערכות מידע ותשתיות. ככל שהתלות בהן גדלה, כך גם גדל פוטנציאל החשיפה

לאיומי סייבר, מכוונים ולא מכוונים. כמו כן, חל גידול בעוצמת איומי הסייבר בעולם מבחינת תחכומם ומורכבותם, בפרט בתקופה זו בה, על רקע משבר הקורונה, ארגונים רבים עברו לפעילות, שעיקרה באמצעות חיבור מרחוק לרשתות האירגוניות, המהווה חשיפה לחדירת גורמים בלתי מורשים.

תקלות ו/או כשלים במערכות מחשוב, לרבות במערכות מידע ותשתיות באבטחת המידע, פריצה למערכות המחשוב של התאגידים או של גורמים חיצוניים או גורמים פנימיים להם, בין השאר, גישה מרחוק למערכות, לתשתיות ולמידע, עלולים לאפשר גישה בלתי מורשית למטרת ניצול בלתי נאות של נכסי השותפות ולפגיעה מכוונת במערכות מחשוב, במערכות המידע והתשתיות של התאגידים, שעלולים לגרום לפגיעה ברשת הניהולית של השותפות והמפעילה, לזליגת מידע לגורמים לא מורשים, לשיבוש המידע במערכות ולפגיעה בשלמות המידע. פגיעה בתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית, במקרה קיצון אף עלולים לגרום לשיבוש או להפסקת אספקת הגז הטבעי, לאובדן מידע, להסבת עלויות מהותיות בגין שיקום מערכות המידע ובכך להשפיע לרעה באופן מהותי על עסקי השותפות, מצבה הכספי, תוצאות פעילותה או יכולותיה.

השותפות פועלת ליישום הנחיות רשות הגנת הפרטיות וכן המלצות מערך הסייבר הלאומי ("תורת ההגנה בסייבר לארגון" והמלצות שוטפות), לצורך ניהול אפקטיבי של אבטחת המידע והגנת הסייבר. השותפות עיגנה מדיניות אבטחת מידע והגנת סייבר המגדירה את תפישתה בכל הנוגע למערך ההגנה של השותפות בהיבטי אבטחת מידע וסייבר ופועלת ליישום תפישה זו בנהלים ארגוניים ורכש מערכות, תשתיות ושירותים.

השותפות פועלת בעתות שגרה להעלאת רמת מודעות העובדים להיבטי אבטחת מידע וסייבר, לרבות תקיפות דיוג (Phishing) וכללי עבודה מרחוק. בנוסף, השותפות מקבלת מצד שלישי שירותי ניטור ובקרה 24/7, 365 ימים בשנה, אשר נועדו להתריע על פעולות חריגות ברשת השותפות.

יצוין כי, לשותפות אין גישה למערכות המחשוב של המפעילה ושל יתר שותפיה בנכסי הנפט, ובכלל זה אין לה שליטה על מערכות ה-ICS המרכזיות המנטרות ושולטות על פעילות ההפקה, שנמצאות באחריות ובשליטת המפעילה. למיטב ידיעת השותפות, המפעילה נמצאת תחת פיקוח הדוק של מערך הסייבר הלאומי ומיישמת נהלים ואמצעים נאותים לניהול אפקטיבי של אבטחת המידע ולהגנת הסייבר ביחס למערכות אלו.

7.29.25 סיכומי מס

סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות, לרבות בנוגע לאופן חישוב ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, 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 עמדת 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.

לפרטים בדבר הליכים משפטיים המתקיימים בנוגע להסדר האיזון הראוי שעל השותפות ליישם, בקשר לתשלומי מס לפי סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (הן בגין שנות המס 2015-2016 והן בגין הפרשי שומות שעשויים להתברר בעתיד), ראו סעיף 7.21.3 לעיל.

לפרטים בדבר מחלוקות עם רשות המסים לגבי שומות המס לשנים 2016 ואילך ראו סעיף 7.21.6 עד 7.21.10 לעיל.

לפרטים אודות טיטות תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוי נפט) (תיקון), התשפ"א-2020, אשר פורסמה ביום 12.10.2020, ראו סעיף 7.21.2 לעיל.

7.29.26 התחייבויות בקשר עם מימון

כמפורט בסעיף 7.20 לעיל, בתנאי אגרות החוב שהנפיקו השותפות וחברות בת ייעודיות שהקימה, הוגדרו אירועי הפרה (events of default) ונקבעו מגבלות ואמות מידה פיננסיות (Covenants) (ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים וכן החלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה)). אי עמידה של השותפות בהתחייבויות שנטלה על עצמה בקשר עם תנאי אגרות החוב או התקיימות תנאים, שחלקם אינו בשליטת השותפות, המקנים לבעלי אגרות החוב זכות לפירעון מיידי של החוב, עשויים להוביל להעמדת הסכומים המגיעים על-פי שטרי אגרות החוב לפירעון מיידי, להעלאת שיעורי הריבית על התחייבויות השותפות ו/או למימוש הביטחונות שהועמדו על-ידי השותפות.

לפרטים אודות אמות מידה פיננסיות שעל השותפות לעמוד בהן ראו סעיף 7.20.12 לעיל.

7.29.27 תלות בלקוחות

חברת החשמל, NEPCO ודולפינוס הם כיום הלקוחות העיקריים של השותפות, והשותפות חשופה בגינם לסיכונים שאינם בשליטתה, ובכלל זאת לשינויים בתנאים הכלכליים והפוליטיים במצרים ובירדן שעשויים להשפיע על דולפינוס ו-NEPCO או על יכולתם לקיים את התחייבויותיהם לפי חוזה אספקת הגז. לפרטים אודות הכנסות השותפות מלקוחות אלו ראו סעיף 7.11.3 לעיל. השותפות אינה יכולה לצפות אילו שינויים (אם בכלל) יחולו על לקוחות אלו וכיצד שינויים אלה ישפיעו על מצבם הכלכלי, הפיננסי והרגולטורי.

בהסכם חח"י-תמר ובהסכמים שנחתמו עם דולפינוס נקבעו מועדים בהם רשאי כל צד להסכם לבקש התאמת המחיר. ככל שחברת החשמל ו/או דולפינוס יבקשו התאמה של מחיר הגז הנרכש על-ידן בהתאם למנגנון הקבוע בהסכמים עימן, עלולה להיות לכך השפעה שלילית על עסקי השותפות ותוצאות פעילותה.

השותפות חשופה לסיכונים שאינם בשליטתה בנוגע לחוסן הפיננסי של לקוחותיה ויכולתם לקיים את התחייבויותיהם לפי חוזה אספקת הגז. ככל שלקוחותיה בכלל

ולקוחותיה העיקריים בפרט לא יעמדו בהתחייבויותיהם על פי חוזי האספקה, ובמידה שהשותפות לא תצליח למכור את הכמות החוזית שנקבעה בחוזי האספקה ללקוחות אחרים, תהא לדבר השפעה מהותית לרעה על הכנסותיה של השותפות ותוצאותיה הכספיות.

7.29.28 הסתמכות על המפעיל

השותפות מסתמכת במידה רבה על נובל בזכויות הנפט בהן היא משמשת כמפעיל, לרבות בפרויקטים תמר, לווייתן, בלוק 12 בקפריסין וים תטיס, וזאת בהתאם להוראות הסכמי התפעול המשותף. התפטרות המפעיל ו/או העברתו מתפקידו, מכל סיבה שהיא כקבוע בהסכם התפעול, מפרויקט תמר ו/או מפרויקט לווייתן או שינוי במעמדו ו/או בזכויותיו באופן שיחדל מלהיות המפעיל בפרויקטים אלו, עלולים לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכניות העבודה של נכסי הנפט ו/או על-פי הסכמי מכירת הגז. במקרה כזה, השותפות אינה יכולה להבטיח כי יימצא מפעיל חלופי או כי יימצא מפעיל חלופי או כי יימצא מפעיל חלופי בתנאים הנוכחיים. אי הצלחה של השותפות למצוא מפעיל חלופי עלולה להשפיע לרעה על פעילות הפרויקטים השונים, כאמור ועל התחייבויות השותפויות לספק גז בהתאם להסכמי מכירת הגז הקיימים וכתוצאה מכך עלול הדבר להביא לירידה בהכנסות השותפות. כמו כן, במקרה שנובל לא תקיים את התחייבויותיה כמפעיל לפי הסכם התפעול המשותף או לפי הסכמים עם צדדים שלישיים עימם מתקשרת נובל כמפעיל, אזי עלולה השותפות לשאת בהוצאות והפסדים שעלולים לנבוע כתוצאה מפעולותיה (או מחדליה) של נובל.

7.29.29 סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא

תהליך קבלת החלטה לביצוע השקעה בפיתוח שדה לצורך הפקה מסחרית ממנו 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. יצוין, כי אין ודאות שבכל מקרה של ממצא שהוגדר כתגלית מסחרית יהיו פעולות הפיתוח של שדה הנפט או הגז כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות וברות מימון, זאת בין היתר בשל חובת תשלום התמלוגים לצדדים שלישיים. עוד יצוין, כי הפיתוח וההפקה במים עמוקים (כדוגמת עומק המים בממצאי הגז הטבעי תמר, לווייתן ואפרודיטה) הינה פעילות מורכבת בעלת סיכון גבוה הדורשת הקמת מתקני הפקה מיוחדים בעלויות משמעותיות.

7.29.30 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. בהקשר זה יצוין כי במסגרת תכנית הפיתוח של מאגר אפרודיטה נקבע, בין היתר, כי על השותפים לבצע את קידוח ההערכה A-3 עד לחודש נובמבר 2021, כמפורט בסעיף 7.4 לעיל. השותפים בנכס הנפט פנו לממשלת קפריסין בבקשה

לאשר שינויים בתכנית העבודה ובכלל זאת דחיית מועד ביצוע הקידוח האמור. נכון למועד אישור טרם התקבל אישור הרשויות בקפריסין לבקשה זו.

7.29.31 גלישה של מאגרים

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, "גולשים" (מבחינת השתרעות המבנה הגיאולוגי של המאגר) 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 או הסדר שיפוי חלופי, על-מנת להגיע לניצול יעיל של משאבי הנפט או הגז הטבעי, דבר שעלול לגרום לעיכובים בפעילויות שונות שמתעתדת השותפות לבצע²²³.

7.29.32 סיכונים בטחוניים

מתקני ההפקה של פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר הממוקמים בלב ים וכן מתקני הולכת הגז של נתג"ז, צינור EMG ותשתיות נוספות המשמשות לצורך אספקת הגז למצרים נמצאים בקרבה יחסית לגבול הימי והיבשתי בין ישראל לבין רצועת עזה, ולפיכך הם חשופים לסיכונים בטחוניים, לרבות פעולות טרור ואירועי חבלה. כמו כן, מתקני פרויקט לויתן, מתקן הקבלה באשדוד, הצנרת, התשתיות והמתקנים המשמשים לאספקת הגז לירדן חשופים אף הם לסיכונים בטחוניים לרבות פעולות טרור ואירועי חבלה.

סיכונים בטחוניים אלו, אם וככל שיתממשו, עלולים, בין היתר, לשבש את הפקת הגז מהמאגרים ו/או את אספקת הגז ללקוחות בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא, ובמקרה קיצוני אף עלול הדבר להוביל לביטול הסכמי אספקת הגז או להפחתת הסכומים אותם נדרשים הלקוחות לשלם עקב טענה של אירוע "כח עליון". כמו כן, סיכונים אלו עלולים להגביל את היכולת של ספקי שירות וציוד לספק את שירותיהם או את הפריטים הדרושים לפעילות של פרויקטי לויתן ותמר, ולפגוע ביכולת לגייס ולשמר הון אנושי מתאים. התממשות הסיכונים הבטחוניים האמורים עשויה לגרום לפגיעה משמעותית בהכנסות השותפות ועסקיה, לרבות יכולתה להוציא לפועל פעולות המותנות בתיאום מוקדם עם מערכת הבטחון.

7.29.33 תנודתיות בשער הדולר

שינויים בשער החליפין שקל-דולר עשויים להשפיע על תוצאות השותפות במספר אופנים, כדלקמן: (א) מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר ארה"ב. מאחר שחלק מהוצאותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער השקל-דולר, ירידה בשער החליפין שקל-דולר (התחזקות של השקל מול הדולר) מגדילה הוצאות אלו במונחים דולריים; (ב) מאחר שמחירי הגז בהסכמי מכירת הגז מהמאגרים אשר השותפות שותפה בהם, נקבעים על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובין היתר, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר והצמדה לתעריף ה-PUA, אשר מושפע

²²³ בעניין זה ראו סעיף (ד) לעיל בקשר עם גלישת חלק קטן ממאגר תמר SW אל שטח רישיון ערן, וכן ראו הערת שוליים 84 בקשר עם גלישת מאגר אפרודיטה לשטח רישיון ישי.

בחלקו משער החליפין שקל-דולר. להיחלשות של השקל לעומת הדולר עלולה להיות השפעה שלילית שאינה מהותית על הכנסות השותפות; (ג) מאחר שהשותפות מדווחת על הכנסתה החייבת לצרכי מס בשקלים חדשים וכן משלמת את מקדמות המס בעבור בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות בשקלים חדשים, אזי שינויים בשער החליפין שקל-דולר, משפיעים על היקף הכנסתה החייבת של השותפות לצרכי מס וכן על היקף תזרים המזומנים המשמש לתשלום מקדמות המס כאמור.

7.29.34 השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה

להשתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה, ולמצבם הפיננסי, עשויה להיות השפעה מהותית לרעה על השותפות ועסקיה.

השתייכות השותפות לקבוצת דלק משליכה על יכולת גיוס האשראי של השותפות, בין היתר, עקב מגבלת "לווה בודד" אשר כתוצאה ממנה מקורות האשראי של השותפות בישראל עלולים להיות מוגבלים, והגבלות רגולטוריות אחרות המוטלות על המערכת הבנקאית ועל גופים מוסדיים על-ידי משרד האוצר ובנק ישראל. כמו כן, הרעה במצבה הפיננסי של קבוצת דלק עלולה להקשות על השותפות לגייס אשראי ו/או להשפיע לרעה על התנאים המסחריים לפיהם יועמד האשראי הנדרש לשותפות. נוסף לכך, על פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט, שינוי או העברת שליטה בשותפות מחייב קבלת אישור הממונה (לפרטים נוספים בעניין זה ראו סעיף 7.23.4 לעיל).

עוד יצוין, כי על פי הסכם הזיכיון שנחתם עם רפובליקת קפריסין במסגרת פרויקט אפרודיטה כמפורט בסעיף 7.4.3 לעיל, שינוי בשליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין. כמו כן, בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון ולדרישת רפובליקת קפריסין, העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע להתחייבויות השותפות על פי הסכם הזיכיון.

7.29.35 מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל

השותפות ויחד שותפי תמר הוכרזו בשנת 2012 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 שעלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור (למשל, על ידי קביעה של רמת מחירים בלתי הוגנת או על ידי קביעת תנאי התקשרות שונים לעסקאות דומות אשר עשויים להעניק ללקוחות מסוימים יתרון בלתי הוגן כלפי המתחרים בהם). מגבלות על השותפות לאור מעמדה כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל עלולות להשפיע על יכולתה להרחיב את הפעילות בישראל. לפרטים נוספים אודות ההגבלים העסקיים ודיני תחרות כלכלית ראו סעיף 7.23.2 לעיל.

7.29.36 סעיף אירועי "כוח עליון" תחת הסכמי מכירת הגז הטבעי הקיימים

במרבית הסכמי מכירת הגז הטבעי של השותפות (להלן: "**ההסכמים**"), מחויבים הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי, בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכמים. עם זאת, הלקוחות עשויים להיות

פטורים מחובה זו, בהתרחשות אירוע "כח עליון" המונע מהם מלקיים את התחייבויותיהם, כמוגדר בהסכמים. אירוע "כח עליון" מוגדר כאירוע שאינו בשליטת הלקוח, המונע ממנו את קיום התחייבויותיו תחת ההסכם, ואשר לא ניתן היה למנוע אותו באופן סביר בנסיבות העניין. ההסכמים מפרטים רשימת מקרים אשר לא ייחשבו כאירוע "כח עליון" גם במקרה בו הם אינם בשליטת הלקוח. יצוין כי גם השותפות עשויה להיות פטורה מחובותיה על פי הסכמי מכירת הגז הטבעי בהתרחש אירוע "כח עליון" המונע ממנה מלקיים את התחייבויותיה לפי ההסכמים.

ככל שאירוע "כח עליון" נמשך לאורך תקופה ממושכת הקבועה בהסכם מכירת גז טבעי (בדרך כלל בין שנה ועד לשלוש שנים) והוא משפיע באופן מהותי על יכולת צד להסכם לקיים את התחייבויותיו כאמור לעיל, הדבר עלול להוות עילה לביטול ההסכם. לפיכך, התרחשות של אירוע "כח עליון" לתקופה ארוכה, המשעה את התחייבויותיו של לקוח לרכישת כמות משמעותית של גז טבעי, עלולה להשפיע לרעה באופן מהותי על הכנסות השותפות.

* * *

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 גודל מידת השפעתם על השותפות:

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	
			סיכוני מקרו
	X		משבר הקורונה
	X		נוסחאות מחיר הגז הטבעי ורכיבי ההצמדה בחוזי האספקה
X			שינויים בביקושים או במחירי הדלקים ומקורות אנרגיה אחרים בשווקים הבינלאומיים
X			גורמים מאקרו כלכליים גלובאליים
X			גיאופוליטיקה
			סיכונים ענפיים
	X		קשיים בקבלת מימון
X			תחרות באספקת גז
	X		מגבלות על ייצוא
X			תלות בהתפתחות ובתקינות מערכת ההולכה
	X		סיכוני תפעול
	X		היעדר כיסוי ביטוחי מספיק
	X		סיכוני הקמה, תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים
	X		סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על הערכות, אומדנים ונתונים חלקיים ומשוערים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים
X			חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה וחוסנים הפיננסי של השותפים בנכסי הנפט
	X		תלות בקבלת אישורים רגולטוריים ואחרים
		X	שינויים רגולטוריים
	X		אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי
		X	בקשה לאישור תובענה ייצוגית בקשר עם המחיר בהסכם בין שותפי תמר לבין חברת חשמל
		X	כפיפות לרגולציה סביבתית
X			שינויי האקלים
X			תלות במזג אויר ובתנאי ים
	X		סיכוני אבטחת מידע וסייבר
			סיכונים מיוחדים לשותפות
		X	העברת הזכויות בחזקות תמר ודלית וקיום תנאי מתווה הגז
	X		סיכוני מס
	X		התחייבויות בקשר עם מימון
	X		תלות בלקוחות
		X	הסתמכות על המפעיל
X			סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא
	X		מכירת זכויות בנכסי נפט ללא קבלת תמורה מלאה בגינן
X			ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
X			גלישה של מאגרים
		X	סיכונים בטחוניים
	X		תנודתיות בשער הדולר
	X		השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה בה
	X		מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל
	X		סעיף אירועי "כוח עליון" תחת הסכמי מכירת הגז הטבעי הקיימים

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך הערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

נספח מונחים מקצועיים

להלן מילון למונחים מקצועיים, מסודר לפי האלף בית העברי, ולפי שם המונח בעברית. ההסברים והפירושים הניתנים כאן מובאים לנוחות הקורא. הגדרות רשמיות נמצאות ב-PRMS ובתקנות של רשות ניירות ערך, כפי שהן מתעדכנות מעת לעת.

אומדן נמוך / טוב ביותר / גבוה (low / best / high estimate) – על-פי ה-PRMS, האומדן הנמוך מוגדר כערך שיש הסתברות של 90% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו; האומדן הטוב ביותר מוגדר כערך שיש הסתברות של 50% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו; האומדן הגבוה מוגדר כערך שיש הסתברות של 10% שהכמות בפועל תהיה שווה או גדולה ממנו.

גז טבעי דל (lean natural gas) – בהקשר של מערכות ההפקה של תמר ולויתן, המונח מתייחס לזרם הגז הטבעי במערכת לאחר טיפול, קרי לאחר שהופרדו ממנו הנוזלים (מים ו-MEG).

גז/נפט בִּמְקוֹם בְּמִקוֹר (gas/oil initially in place) – נפח הגז שמצוי במאגר טרם תחילת הפקתו, לרוב מדווח בתנאי לחץ וטמפרטורה סטנדרטים. היקף הגז "בִּמְקוֹם" אינו תלוי בתכנית הפיתוח של המאגר ואינו משתנה, למרות שהאומדנים לגביו עשויים להשתנות. היקף הגז בִּמְקוֹם תמיד גדול מהיקף הגז בר הפקה (ראו בהקשר זה "מקדם השבה" ו"גז/נפט בר הפקה").

גז/נפט בר הפקה (recoverable gas/oil) – גז/נפט שניתן להפקה באמצעות פרויקטי פיתוח מסחריים או תת-מסחריים, נכון ליום מסוים.

גז טבעי (natural gas) – תערובת גזית של פחממנים שנוצרה באופן טבעי.

גז טבעי דחוס (גט"ד - Compressed Natural Gas - CNG) – גז טבעי שנדחס בלחץ גבוה לכדי פי 100 עד 300 מנפחו המקורי, כתלות בלחץ הדחיסה. דחיסת הגז מאפשרת את אחסונו ושינועו. הגט"ד משמש בעיקר כדלק לרכבים מונעי גז.

גז טבעי יבש (dry gas) – גז טבעי המורכב ברובו ממתאן, וככלל מכיל פחות מכ-10 חביות קונדנסט עבור כל מליון רגל מעוקב של גז.

גז טבעי נוזלי (גט"ן - Liquefied Natural Gas - LNG) – גז טבעי המעובה על-ידי קירורו לטמפרטורה של כ-160 מעלות צלסיוס מתחת לאפס למצב צבירה נוזלי, ובכך מקטין את נפחו פי 600. הנוזל הגז הטבעי מאפשרת את הולכתו ללקוחות מרוחקים מבלי להזדקק לצנרת.

גז טבעי עשיר (rich natural gas) – בהקשר של מערכות ההפקה של תמר ולויתן, המונח מתייחס לזרם הגז הטבעי במערכת לפני טיפול, קרי לפני שהופרדו ממנו הנוזלים (מים ו-MEG).

גז טבעי רטוב (wet gas) – גז טבעי המכיל, ביחס לגז טבעי יבש, פחות פחממנים קלים (בעיקר מתאן ואתאן) ויותר פחממנים כבדים. מקובל לסווג גז טבעי כ"רטוב" כשתכולת המתאן שבו פחותה מ-85%.

זכות השתתפות (working interest) – אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפוש נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שהייתה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

חיפוש גז/נפט – כלל הפעולות שתכליתן איתור מאגרי גז/נפט והוכחת קיומם, לרבות סקרים וניתוחים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים, הנדסיים וכיו"ב. מקובל לקבוע את סיום שלב החיפוש בתום קידוח

הניסיון המוצלח, ולאחר שהמחפשים הצליחו להוכיח את כלכליות התגלית, שלעתים מחייבת קידוחים נוספים.

כבלים טבוריים (umbilical cables) – בהקשר של מערכות ההפקה של תמר ולוויתן, המונח מתייחס לכבלים של פיקוד ושליטה בבארות ההפקה, המאפשרים גם הזרמת נוזלים אליהן. בתמר ולוויתן יש כבלים טבוריים מהפלטפורמה אל מערכת הסיעוף התת-ימית (Subsea Distribution Assembly – SDA), וכבלים טבוריים בשדה גופא, ממערכת הסיעוף התת-ימית אל הבארות.

לוגים (logs) – (1) בדיקות שונות המבוצעות במסגרת פעולות קידוח לאיפיון ורישום רציפים של תכונות הסלעים הנקדחים ותכולתם. (2) המכשירים שבאמצעותם מבוצעות הבדיקות. לוגים נחלקים לכאלה שמתבצעים במהלך פעולות הקדיחה (logging while drilling LWD) ומותקנים כחלק מטור צינורות הקדיחה, ולכאלה שמבוצעים בשלב בו המקדח אינו נמצא בקדח, והם נישאי כבל (wireline logging).

מגדל כלונסאות (jacket) – מבנה מקובע לקרקעית הים שראשו מעל פני הים, ועליו מותקנים הסיפונים (topsides) של הפלטפורמה.

מסחרי (commercial) – על-פי ה-PRMS, פרויקט הוא מסחרי כאשר יש עדויות לכוונה מוצקה לקדם פיתוח של מאגר במסגרת זמן סבירה, וכי קיימות עדויות מוצקות לכך שכל התנאים, ובכלל זה הטכניים, סביבתיים, כלכליים, חברתיים, פוליטיים, משפטיים, חוזיים ורגולטוריים מולאו.

מסעפת (manifold) – מתקן המורכב מצינורות ושסתומים שייעודו שליטה, ניתוב וניטור של זרימת תוצרים שונים. ב"תמר" ו"ללויתן" המסעפת היא תת-ימית, וקולטת את הזרימה מהצנרת היוצאת ממספר בארות תת-ימיות, ומנתבת אותה לצנרת הארוכה המוליכה לפלטפורמה.

מערכת ניהול משאבי פטרולים (PRMS) – מסמך מנחה להגדרה, סיווג, אומדן ודיווח אמינים ואחידים של משאבי גז ו/או נפט, שפותח ומקודם על-ידי האיגודים המקצועיים העיקריים הפועלים בתחום. המהדורה האחרונה של המסמך פורסמה ב-2018 (חלף זאת של 2007).

מקדם השבה (recovery factor) – היחס בין הגז/נפט בִּמְקוֹם בְּמִקְוֵר (gas/oil initially in place) והגז/נפט הניתן להפקה (recoverable), כהגדרתם כאן. ערך המקדם בין 0 ו-1, וככלל יותר נמוך עבור נפט מאשר עבור גז.

משאבים מותנים (contingent resources) – מוגדרים על-פי ה-PRMS ככמויות פחמנים (דוגמת גז/נפט) המוערכות, נכון לזמן נתון, כניתנות להפקה ממאגרים שנתגלו, אך מסחריותן מותנית בתנאי מתלה אחד או יותר. תנאים מתלים עשויים להיות, בין היתר, טכניים, כלכליים ו/או רגולטוריים. על-פי ה-PRMS, משאבים מותנים מדווחים לפי הוודאות בהיקפם, לאומדן הנמוך (low estimate) שסימונו 1C, האומדן הטוב ביותר (best estimate) שסימונו 2C, ולאומדן הגבוה (high estimate) שסימונו 3C.

משאבים מנובאים (prospective resources) – מוגדרים על-פי ה-PRMS ככמויות פחמנים (נפט ו/או גז) המוערכות, נכון לזמן נתון, כניתנות להפקה ממאגרים שטרם נתגלו. על-פי ה-PRMS, משאבים מנובאים מדווחים לפי הוודאות בהיקפם, לאומדן הנמוך (low estimate) שסימונו 1U, האומדן הטוב ביותר (best estimate) שסימונו 2U, ולאומדן הגבוה (high estimate) שסימונו 3U.

נכס נפט – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברישיון 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).

סיפוני תפעול (topsides) – מבנה המכיל מתקני הפקה וטיפול ומתקנים נלווים, המצוי מעל-פני הים על-גבי מגדל כלונסאות (jacket) במקרה של פלטפורמה מקובעת, או על מתקן צף במקרה של FPSO.

סקר סייסמי (seismic survey) – שיטה המבוססת על גלי קול, המאפשרת הדמיה של תת הקרקע ואיתור של מבנים גיאולוגיים, ומהווה את כלי העבודה העיקרי בחיפוש גז ונפט. ככלל סקרים סייסמיים נחלקים לאלו המקנים תמונה דו-מימדית (סקר 2D) של תת הקרקע, ולאלו המקנים תמונה תלת מימדית (סקר 3D) של תת הקרקע. הנתונים הגולמיים של הסקר מעובדים (processed) במגוון שיטות. הפענוח (interpretation) הגיאולוגי מבוצע לרוב על תוצרי העיבוד.

עתודות (רזרבות, reserves) – מוגדרות על-פי ה-PRMS ככמויות פחמנים (דוגמת גז/נפט) הצפויות להיות ניתנות להפקה מסחרית ממאגרים שנתגלו, באמצעות יישום של תוכניות פיתוח מיום נתון, תחת תנאים מוגדרים. עתודות מקיימות ארבעה תנאים: הן נתגלו (discovered), הן ברורות הפקה (recoverable), הן מסחריות (commercial) והן קיימות (remaining) בהתבסס על פרויקט הפיתוח המיושם. עתודות מדווחות לפי הוודאות בהיקפן, למוכחות (proved) שסימונן P1, צפויות (probable) שסימונן P2, ולאפשריות (possible), שסימונן P3. מקובל לדווח גם את האומדן הנמוך, שסימונו 1P (ששווה בערכו ל-P1); האומדן הטוב ביותר, שסימונו 2P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1 ו-P2); והאומדן הגבוה, שסימונו 3P (ששווה בערכו להיקף המצרפי של P1, P2 ו-P3).

פחמנים (הידרוקרבונים – hydrocarbons) – תרכובות המורכבות מפחמן ומימן. בדוח זה משמש המונח לציון כללי של, בעיקר, גז טבעי ו/או נפט ו/או קונדנסט.

פטרויליום (petroleum) – תערובת טבעית של פחמנים במצב צבירה גזי, נוזלי או מוצק. פטרוליום עשוי להכיל גם מרכיבים לא-פחמניים, דוגמת דו-תחמוצת הפחמן, חנקן וגופרית. בדוח זה משמש המונח לציון כללי של, בעיקר, גז טבעי ו/או נפט ו/או קונדנסט.

פיתוח (development) – מכלול הפעולות הנדרשות בכדי להפיק גז/קונדנסט/נפט ממאגר, ובכלל זה קדיחת והשלמת בארות הפקה, הקמת מערכת הולכה למתקן טיפול, הקמת מתקני טיפול ככל שידרשו, הקמת מערך הולכה ממתקן הטיפול אל הצרכנים.

פלטפורמת הפקה וטיפול (production and processing platform) – מתקן המשמש לטיפול בתוצרי ההפקה (גז טבעי/קונדנסט/מי תוצר וכו'), ולעתים גם לשליטה בבארות ובמערך ההולכה. בפרויקטים של ים סתים, תמר ולוויתן פלטפורמות ההפקה והטיפול הן ימיות.

קידוח ניסיון / אקספלורציה (exploration well) – קידוח שמטרתו הן הוכחת קיומו של גז טבעי/נפט בפרוספקט, ואימות המודל הגיאולוגי שהביא לקדיחתו. מהווה את שיא פעילות החיפוש. בהתאם לגודל השדה ומורכבתו, ייתכנו יותר מקידוח ניסיון אחד בשדה.

קידוח אימות / הערכה (confirmation / appraisal well) – קידוח שמטרתו אימות גודלו, איכותו ורציפותו של שדה גז ו/או נפט שהתגלה על ידי קידוח ניסיון מוצלח. קידוח אימות מתבצע בשלב הערכת השדה, המסתיים פורמאלית בקבלת החלטת השקעה לפיתוח השדה. בהתאם לגודל השדה ומורכבתו, ייתכנו יותר מקידוח ניסיון אחד בשדה.

תעבית (קונדנסט – condensate) – תערובת פחמימניים שמצויה במצב צבירה גזי בתנאי המאגר, אך מתעבה לנוזל בדרכה לפני השטח, בעקבות הירידה בלחץ ובטמפרטורה.

שדה גז ו/או נפט – הצטברות או הצטברויות של נפט מתחת לפני הקרקע, המורכבות על-פי רוב מסלע מאגר המחופה על-ידי שכבה אוטמת. לרוב משמש לציין מאגרים שההפקה מהם עשויה להיות כלכלית.

Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) – מתקן טיפול ואחסון צף של נפט ו/או גז, שלרוב נראה כאונייה. מצויד במתקני טיפול והפרדה של נפט ו/או גז ו/או מים ונוזלים אחרים, שמופקים מבארות תת-ימיות ומולכים מהן אל המתקן באמצעות צינורות ייעודיים (risers). למתקן קיבולת אחסון של עשרות או מאות אלפי חביות של נוזלים, שנפרקים תקופתית באמצעות מיכליות.

היתר מוקדם, זכות קדימה לקבלת רישיון, זכות נפט, נפט, רישיון, כמשמעותם בחוק הנפט.

נתגלה (Discovered); **ממצא (Discovery)**; **בהפקה (On Production)**; **אושר לפיתוח (Approved for Development)**; **מוצדק לפיתוח (Justified for Development)**; **הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending)**; **תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclassified or on Hold)**; **נטישת באר (well abandonment)**; **פיתוח בלתי-מעשי (Development not Viable)**; **קידוח יבש (Dry Hole)** – כמשמעותם ב-PRMS.

יחידות

BCF – מיליארד רגל מעוקב, billion cubic feet

BCM – מיליארד מטר מעוקב, Billion Cubic Meter

MMCFD – מיליון רגל מעוקב ליום, million cubic feet per day

TCF – טריליון רגל מעוקב, Trillion Cubic Feet

MMCF – מיליון רגל מעוקב, Million Cubic Feet

MMBBL – מיליון חביות, Million Barrels

MMBTU – מיליון יחידות חום, Million British Thermal Units

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3147	35,314.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

רשימת קיצורים חלקית

AFE – Authority for expenditure	הרשאה להוצאה
AOT – Ashdod onshore terminal	מתקן הקבלה החופי אשדוד
ACQ – Annual Contract Quantity	היקף חוזי שנתי
EGAS – Egyptian Natural Gas Holding Company	
EMG – Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E	
FEED – front-end engineering design	תכנון הנדסי מפורט
FID – final investment decision	החלטת השקעה סופית
FLNG – Floating LNG	מתקן צף להנזלת גז טבעי
FPSO – Floating Production, Storage and Offloading	מתקן טיפול ואחסון צף של נפט ו/או גז
IEC – Israeli Electric Company	חברת החשמל לישראל
JOA – Joint operating agreement	הסכם תפעול משותף
JV – Joint Venture	מיזם משותף
MEG – monoethyleneglycol	נוזל מונע קפיאה
NEPCO – Natural Electric Power Company	חברת החשמל הלאומית של ירדן
NSAI – Netherland Sewel and Associates Inc.	
PRMS – Petroleum Resources Management System	
SPC – Special Purpose Company	
TCQ – Total Contract Quantity	היקף חוזי כולל
TEG – triethylen glycol	נוזל שסופח מים, ומשמש לייבוש גז טבעי

הגילים הגיאולוגיים המופיעים בדוח

(על-פי ה-2020, International Commission on Stratigraphy, במיליוני שנים לפני הזמן הנוכחי)

- מיוקן (Miocene) : 5.3 – 23.0
- אוליגוקן (Oligocene) : 23.0 – 33.9
- קרטיקון עליון (Upper Cretaceous) : 66.0 – 100.5
- קרטיקון תחתון (Lower Cretaceous) : 100.5 – 145.0
- יורה (Jurassic) : 145.0 – 201.3
- טריאס (Triassic) : 201.3 – 251.9
- פרם (Permian) : 251.9 – 298.9

נספח א'

הסכמת NSAI

**ומכתב NSAI בדבר היעדר שינויים מהותיים
בחזקות לוויתן ובחזקת דלית**

March 14, 2021

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grant permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) to use the following NSAI reports in the 2020 Annual Report of Delek Drilling to be published in March 2021 and in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange (including by way of reference):

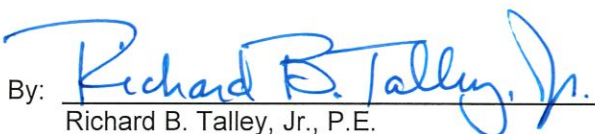
- The report dated March 14, 2021, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2020, to the Delek Drilling interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.
- The report dated March 14, 2021, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2020, to the Delek Drilling working interest in discoveries and prospects located in the Aphrodite Field Area, Block 12, offshore Cyprus.
- The report dated March 10, 2021, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2020, to the Delek Drilling interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The March 10 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2020, to the Delek Drilling interest in these properties.
- The report dated January 21, 2020, which sets forth our estimates of the unrisksed prospective resources, as of December 31, 2019, to the Delek Drilling working interest in two Leviathan Deep prospects located in Leases I/14 and I/15, offshore Israel.
- The report dated March 19, 2018, which sets forth our estimates of the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest in discoveries and prospects located in the Dalit Discovery area, offshore Israel.

Since our March 10 report, we have received daily well production data for Leviathan Field through March 14, 2021. This daily well production data has been reviewed by NSAI and it is our opinion that there are no material changes to the production profile for each category or the proved, proved plus probable, and proved plus probable plus possible reserves referenced in our March 10 report.

As of the date hereof, nothing has come to our attention regarding the Leviathan Deep prospects and Dalit Discovery area that could cause us to make any revisions in our January 21 and March 19 reports or in our conclusions based on data available when our reports were prepared. It is our opinion that there are no material changes to the unrisksed prospective resources referenced in our January 21 report and unrisksed contingent and prospective resources referenced in our March 19 report.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

RBT:MDK

נספח ב'

דוח עתודות

פרויקט תמר

(מאגרי תמר ותמר SW)

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2020

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP

NSAI
NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.
WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

March 14, 2021

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 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, 2020, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) 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 in these properties. As requested, this report does not include the Delek Drilling indirect working interest in these properties. 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 2018 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 Delek Drilling working interest reserves for these properties, as of December 31, 2020, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,726.2	1,699.8	10.0	2.2
Probable	2,755.0	606.1	3.6	0.8
Proved + Probable (2P)	10,481.2	2,305.9	13.6	3.0
Possible	2,468.3	543.0	3.2	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	12,949.5	2,848.9	16.8	3.7

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, 2020, 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)	2,434.0	1,541.8	1,068.7	796.0	626.9
Probable	955.9	336.5	134.1	62.1	34.4
Proved + Probable (2P)	3,389.9	1,878.3	1,202.8	858.1	661.3
Possible	881.5	223.4	64.9	22.9	10.7
Proved + Probable + Possible (3P)	4,271.4	2,101.7	1,267.6	881.0	672.0

Totals may not add because of rounding.

March 14, 2021

Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2020, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	6,929.8	9.0	796.4	1.0	7,726.2	10.0
Probable	2,595.9	3.4	159.1	0.2	2,755.0	3.6
Proved + Probable (2P)	9,525.7	12.4	955.6	1.2	10,481.2	13.6
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	11,891.7	15.5	1,057.8	1.4	12,949.5	16.8

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 United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the March 11, 2021, exchange rate was 3.31 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 and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2020, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. 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 volumes and Delek Drilling's expected future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority, or 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, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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.

March 14, 2021

Page 3 of 4

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 expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Delek Drilling that are required for the above purpose, including new development wells, additional infrastructure, 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, net of any salvage value. 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 the 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. The near-term gas sales forecasts used in this report were provided by Delek Drilling. 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 2018 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

March 14, 2021

Page 4 of 4

evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2020, 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, Noble Energy Mediterranean Ltd., 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 consulting petroleum engineering 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 consulting petroleum geoscience 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 14, 2021

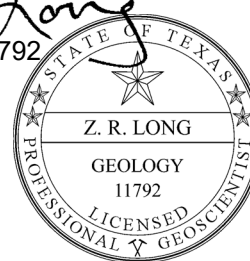
RBT:MDK



By:

Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: March 14, 2021



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, June 2018

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 SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate 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 projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. 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

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

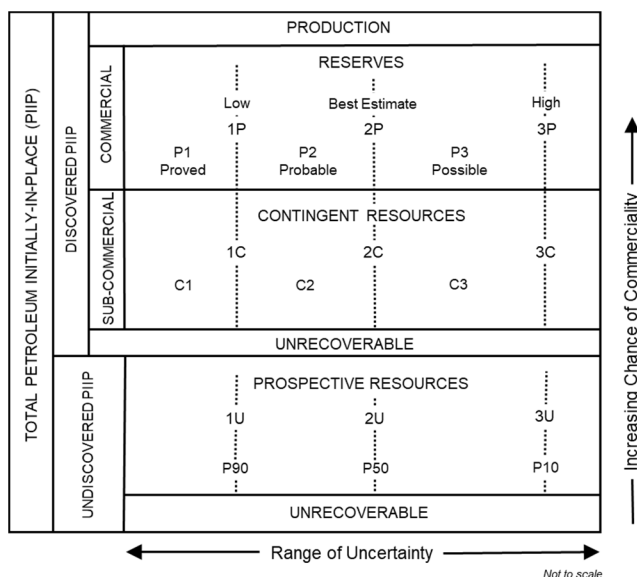


Figure 1.1—Resources classification framework

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, June 2018

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have 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 Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 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 satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. 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 range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **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 geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

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, June 2018

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

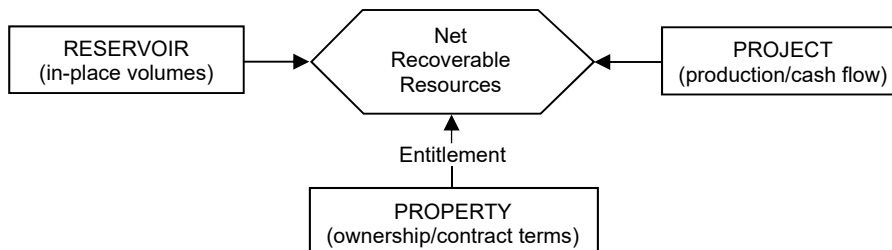


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity'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 that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) 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 the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often 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 resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

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, June 2018

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and 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 five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred 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, June 2018

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 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 method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent 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, June 2018

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 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 Section 3.1, Assessment of Commerciality).

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: discovered, recoverable, commercial, and remaining 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 the development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that 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 five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is 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 maturity and economic 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 or capable of producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or 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.

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, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
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.	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 (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (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 owing to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist. 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 the 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 reclassification 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 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 commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development. This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.

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, June 2018

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 because of 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 further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic 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 geologic 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 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 geologic 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 that requires more data acquisition and/or evaluation 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 geologic 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	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	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that 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 that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. 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, June 2018

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (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.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, 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 (P90) 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 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. 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	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates 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, June 2018

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates 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 (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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 economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.
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 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 mature and economically 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 elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)
12-31-2021	299.7	34.5	13.4	13.9	61.8	14.6	-	32.1	191.2
12-31-2022	337.8	38.8	15.1	15.7	69.7	6.2	-	29.1	232.9
12-31-2023	344.6	39.6	15.5	16.0	71.1	47.4	-	28.9	197.1
12-31-2024	357.4	41.1	16.0	16.6	73.7	68.6	-	28.9	186.2
12-31-2025	392.1	45.1	17.6	18.2	80.9	-	-	29.0	282.2
12-31-2026	412.6	47.4	18.5	19.2	85.1	-	-	29.1	298.4
12-31-2027	429.6	49.4	19.3	20.0	88.6	-	-	29.1	311.8
12-31-2028	440.9	50.7	19.8	20.5	91.0	35.0	-	29.6	285.3
12-31-2029	464.6	53.4	20.8	21.6	95.8	7.8	-	29.7	331.2
12-31-2030	476.5	54.8	21.4	22.1	98.3	-	-	29.7	348.5
12-31-2031	476.8	54.8	21.4	22.2	98.4	-	-	29.7	348.7
12-31-2032	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.2
12-31-2033	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	22.4	-	29.7	324.8
12-31-2034	475.1	54.6	21.3	22.1	98.0	42.9	-	29.7	304.5
12-31-2035	465.2	53.5	20.9	21.6	96.0	-	-	29.7	339.5
12-31-2036	430.2	49.5	19.3	20.0	88.8	-	-	29.6	311.9
12-31-2037	317.8	36.5	14.3	14.8	65.6	-	-	29.1	223.1
12-31-2038	248.7	28.6	11.2	11.6	51.3	-	-	28.9	168.5
12-31-2039	204.5	23.5	9.2	9.5	42.2	-	-	28.7	133.6
12-31-2040	173.5	20.0	7.8	8.1	35.8	-	-	28.6	109.1
12-31-2041	150.7	17.3	6.8	7.0	31.1	-	-	28.5	91.1
12-31-2042	132.7	15.3	6.0	6.2	27.4	-	-	28.4	76.9
12-31-2043	116.8	13.4	5.2	5.4	24.1	-	-	28.4	64.3
12-31-2044	102.8	11.8	4.6	4.8	21.2	-	-	28.3	53.3
12-31-2045	90.4	10.4	4.1	4.2	18.6	-	-	28.3	43.5
12-31-2046	79.2	9.1	3.6	3.7	16.3	-	-	28.2	34.7
12-31-2047	70.0	8.1	3.1	3.3	14.5	-	-	28.2	27.4
12-31-2048	61.3	7.0	2.7	2.8	12.6	-	-	28.1	20.5
12-31-2049	54.1	6.2	2.4	2.5	11.2	-	17.9	28.1	-3.1
12-31-2050	47.7	5.5	2.1	2.2	9.8	-	17.9	28.1	-8.2
12-31-2051	37.8	4.3	1.7	1.8	7.8	-	17.9	28.1	-16.0
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	8,640.9	993.7	387.5	401.4	1,782.7	244.9	53.8	899.4	5,660.0

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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 INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽¹⁾ (%)	Levy ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2021	24.0	45.8	145.4	23.0	29.6	115.8	113.0	110.4	108.0	105.7
12-31-2022	30.5	71.0	161.8	23.0	31.7	130.2	121.0	112.8	105.5	99.0
12-31-2023	35.8	70.6	126.5	23.0	35.3	91.2	80.7	71.9	64.3	57.8
12-31-2024	40.0	74.4	111.8	23.0	35.2	76.6	64.6	54.9	47.0	40.5
12-31-2025	45.1	127.3	154.9	23.0	27.8	127.1	102.1	82.8	67.8	56.0
12-31-2026	46.8	139.6	158.7	23.0	29.6	129.1	98.8	76.5	59.9	47.4
12-31-2027	46.8	145.9	165.9	23.0	32.6	133.3	97.0	71.7	53.7	40.7
12-31-2028	46.8	133.5	151.8	23.0	37.9	113.9	79.0	55.7	39.9	29.0
12-31-2029	46.8	155.0	176.2	23.0	36.8	139.4	92.1	62.0	42.5	29.6
12-31-2030	46.8	163.1	185.4	23.0	37.1	148.3	93.3	60.0	39.3	26.2
12-31-2031	46.8	163.2	185.5	23.0	37.3	148.2	88.8	54.5	34.2	21.8
12-31-2032	46.8	162.5	184.7	23.0	37.3	147.5	84.1	49.3	29.6	18.1
12-31-2033	46.8	152.0	172.8	23.0	39.8	133.0	72.3	40.4	23.2	13.6
12-31-2034	46.8	142.5	162.0	23.0	43.6	118.4	61.3	32.7	17.9	10.1
12-31-2035	46.8	158.9	180.6	23.0	39.0	141.6	69.8	35.5	18.7	10.1
12-31-2036	46.8	146.0	165.9	23.0	35.6	130.3	61.2	29.7	14.9	7.7
12-31-2037	46.8	104.4	118.7	23.0	24.8	93.9	42.0	19.5	9.4	4.6
12-31-2038	46.8	78.9	89.6	23.0	18.1	71.5	30.5	13.5	6.2	2.9
12-31-2039	46.8	62.5	71.1	23.0	14.7	56.4	22.9	9.7	4.3	1.9
12-31-2040	46.8	51.1	58.1	23.0	11.9	46.2	17.8	7.2	3.0	1.3
12-31-2041	46.8	42.7	48.5	23.0	9.7	38.8	14.3	5.5	2.2	0.9
12-31-2042	46.8	36.0	40.9	23.0	7.9	33.0	11.6	4.3	1.6	0.7
12-31-2043	46.8	30.1	34.2	23.0	6.4	27.8	9.3	3.3	1.2	0.5
12-31-2044	46.8	24.9	28.3	23.0	5.5	22.8	7.2	2.4	0.9	0.3
12-31-2045	46.8	20.4	23.1	23.0	5.3	17.8	5.4	1.7	0.6	0.2
12-31-2046	46.8	16.2	18.4	23.0	4.2	14.2	4.1	1.2	0.4	0.1
12-31-2047	46.8	12.8	14.6	23.0	3.1	11.5	3.2	0.9	0.3	0.1
12-31-2048	46.8	9.6	10.9	23.0	2.2	8.7	2.3	0.6	0.2	0.1
12-31-2049	-	-	-3.1	23.0	3.1	-6.3	-1.6	-0.4	-0.1	-0.0
12-31-2050	-	-	-8.2	23.0	2.0	-10.1	-2.4	-0.6	-0.2	-0.0
12-31-2051	-	-	-16.0	23.0	0.2	-16.1	-3.6	-0.9	-0.2	-0.1
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		2,540.9	3,119.2		685.1	2,434.0	1,541.8	1,068.7	796.0	626.9

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Delek Drilling.

⁽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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-41.9	-	-	41.9
12-31-2024	-	-	-	-	-	-68.6	-	-	68.6
12-31-2025	-	-	-	-	-	68.6	-	-	-68.6
12-31-2026	-	-	-	-	-	41.9	-	-	-41.9
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-35.0	-	-	35.0
12-31-2029	-	-	-	-	-	-7.8	-	-	7.8
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-22.4	-	-	22.4
12-31-2034	-	-	-	-	-	-42.9	-	-	42.9
12-31-2035	-	-	-	-	-	7.8	-	-	-7.8
12-31-2036	35.1	4.0	1.6	1.6	7.3	35.0	-	0.1	-7.3
12-31-2037	146.1	16.8	6.6	6.8	30.2	22.4	-	0.6	93.1
12-31-2038	215.6	24.8	9.7	10.0	44.5	42.9	-	0.8	127.4
12-31-2039	259.9	29.9	11.7	12.1	53.6	-	-	1.0	205.3
12-31-2040	291.2	33.5	13.1	13.5	60.1	42.9	-	1.1	187.1
12-31-2041	313.8	36.1	14.1	14.6	64.7	-	-	1.2	247.9
12-31-2042	313.3	36.0	14.1	14.6	64.6	-	-	1.2	247.5
12-31-2043	270.2	31.1	12.1	12.6	55.7	-	-	1.0	213.4
12-31-2044	231.0	26.6	10.4	10.7	47.7	-	-	0.9	182.5
12-31-2045	197.9	22.8	8.9	9.2	40.8	-	-	0.8	156.3
12-31-2046	169.6	19.5	7.6	7.9	35.0	-	-	0.7	133.9
12-31-2047	144.5	16.6	6.5	6.7	29.8	-	-	0.6	114.1
12-31-2048	124.1	14.3	5.6	5.8	25.6	-	-	0.5	98.0
12-31-2049	105.8	12.2	4.7	4.9	21.8	-	-17.9	0.4	101.5
12-31-2050	90.2	10.4	4.0	4.2	18.6	-	-17.9	0.3	89.2
12-31-2051	81.4	9.4	3.7	3.8	16.8	-	1.1	0.3	63.2
12-31-2052	102.9	11.8	4.6	4.8	21.2	-	19.0	28.3	34.4
12-31-2053	14.9	1.7	0.7	0.7	3.1	-	19.0	28.0	-35.2
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3,107.6	357.4	139.4	144.4	641.1	42.9	3.2	67.8	2,352.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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 INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽¹⁾ (%)	Levy ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2021	24.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	30.5	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	36.5	16.6	25.3	23.0	-3.8	29.1	25.7	22.9	20.5	18.4
12-31-2024	42.0	32.7	35.9	23.0	-5.6	41.5	35.0	29.7	25.4	21.9
12-31-2025	46.2	-28.6	-40.0	23.0	10.1	-50.1	-40.2	-32.6	-26.7	-22.1
12-31-2026	46.8	-19.6	-22.3	23.0	6.4	-28.7	-21.9	-17.0	-13.3	-10.5
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	16.4	18.6	23.0	-3.8	22.4	15.5	11.0	7.9	5.7
12-31-2029	46.8	3.7	4.2	23.0	-0.0	4.2	2.8	1.9	1.3	0.9
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.6	-0.4	-0.2	-0.1
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.6	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2033	46.8	10.5	11.9	23.0	-1.4	13.3	7.2	4.0	2.3	1.4
12-31-2034	46.8	20.1	22.8	23.0	-5.0	27.8	14.4	7.7	4.2	2.4
12-31-2035	46.8	-3.7	-4.2	23.0	-0.1	-4.0	-2.0	-1.0	-0.5	-0.3
12-31-2036	46.8	-3.4	-3.9	23.0	7.6	-11.4	-5.4	-2.6	-1.3	-0.7
12-31-2037	46.8	43.5	49.5	23.0	18.0	31.5	14.1	6.5	3.1	1.6
12-31-2038	46.8	59.6	67.8	23.0	26.4	41.3	17.6	7.8	3.6	1.7
12-31-2039	46.8	96.1	109.2	23.0	24.3	84.9	34.4	14.6	6.4	2.9
12-31-2040	46.8	87.6	99.5	23.0	31.7	67.8	26.2	10.6	4.4	1.9
12-31-2041	46.8	116.0	131.9	23.0	28.3	103.5	38.1	14.7	5.9	2.5
12-31-2042	46.8	115.8	131.7	23.0	28.3	103.4	36.2	13.3	5.1	2.1
12-31-2043	46.8	99.9	113.5	23.0	24.1	89.4	29.8	10.5	3.9	1.5
12-31-2044	46.8	85.4	97.1	23.0	19.8	77.3	24.6	8.2	2.9	1.1
12-31-2045	46.8	73.2	83.2	23.0	15.6	67.5	20.4	6.5	2.2	0.8
12-31-2046	46.8	62.7	71.3	23.0	13.1	58.2	16.8	5.1	1.6	0.6
12-31-2047	46.8	53.4	60.7	23.0	11.8	48.9	13.4	3.9	1.2	0.4
12-31-2048	46.8	45.9	52.2	23.0	10.3	41.8	10.9	3.0	0.9	0.3
12-31-2049	46.8	46.0	55.5	23.0	7.5	48.0	11.9	3.2	0.9	0.3
12-31-2050	46.8	37.9	51.3	23.0	6.5	44.8	10.6	2.7	0.7	0.2
12-31-2051	46.8	22.1	41.1	23.0	9.6	31.6	7.1	1.7	0.4	0.1
12-31-2052	46.8	16.1	18.3	23.0	8.1	10.1	2.2	0.5	0.1	0.0
12-31-2053	-	-	-35.2	23.0	-	-35.2	-7.2	-1.6	-0.4	-0.1
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		1,105.9	1,246.8		290.9	955.9	336.5	134.1	62.1	34.4

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Delek Drilling.

⁽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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2021	299.7	34.5	13.4	13.9	61.8	14.6	-	32.1	191.2
12-31-2022	337.8	38.8	15.1	15.7	69.7	6.2	-	29.1	232.9
12-31-2023	344.6	39.6	15.5	16.0	71.1	5.6	-	28.9	239.0
12-31-2024	357.4	41.1	16.0	16.6	73.7	-	-	28.9	254.8
12-31-2025	392.1	45.1	17.6	18.2	80.9	68.6	-	29.0	213.6
12-31-2026	412.6	47.4	18.5	19.2	85.1	41.9	-	29.1	256.5
12-31-2027	429.6	49.4	19.3	20.0	88.6	-	-	29.1	311.8
12-31-2028	440.9	50.7	19.8	20.5	91.0	-	-	29.6	320.3
12-31-2029	464.6	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	339.0
12-31-2030	476.5	54.8	21.4	22.1	98.3	-	-	29.7	348.5
12-31-2031	476.8	54.8	21.4	22.2	98.4	-	-	29.7	348.7
12-31-2032	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.2
12-31-2033	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.2
12-31-2034	475.1	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.3
12-31-2035	465.2	53.5	20.9	21.6	96.0	7.8	-	29.7	331.6
12-31-2036	465.3	53.5	20.9	21.6	96.0	35.0	-	29.7	304.6
12-31-2037	464.0	53.4	20.8	21.6	95.7	22.4	-	29.7	316.2
12-31-2038	464.2	53.4	20.8	21.6	95.8	42.9	-	29.7	295.9
12-31-2039	464.4	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	338.9
12-31-2040	464.7	53.4	20.8	21.6	95.9	42.9	-	29.7	296.3
12-31-2041	464.5	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	339.0
12-31-2042	446.1	51.3	20.0	20.7	92.0	-	-	29.6	324.4
12-31-2043	386.9	44.5	17.4	18.0	79.8	-	-	29.4	277.7
12-31-2044	333.8	38.4	15.0	15.5	68.9	-	-	29.2	235.8
12-31-2045	288.3	33.2	12.9	13.4	59.5	-	-	29.0	199.8
12-31-2046	248.8	28.6	11.2	11.6	51.3	-	-	28.9	168.6
12-31-2047	214.5	24.7	9.6	10.0	44.3	-	-	28.7	141.5
12-31-2048	185.4	21.3	8.3	8.6	38.2	-	-	28.6	118.5
12-31-2049	159.9	18.4	7.2	7.4	33.0	-	-	28.5	98.4
12-31-2050	138.0	15.9	6.2	6.4	28.5	-	-	28.4	81.0
12-31-2051	119.2	13.7	5.3	5.5	24.6	-	19.0	28.4	47.2
12-31-2052	102.9	11.8	4.6	4.8	21.2	-	19.0	28.3	34.4
12-31-2053	14.9	1.7	0.7	0.7	3.1	-	19.0	28.0	-35.2
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11,748.5	1,351.1	526.9	545.8	2,423.8	287.8	57.0	967.2	8,012.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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 INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽¹⁾ (%)	Levy ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2021	24.0	45.8	145.4	23.0	29.6	115.8	113.0	110.4	108.0	105.7
12-31-2022	30.5	71.0	161.8	23.0	31.7	130.2	121.0	112.8	105.5	99.0
12-31-2023	36.5	87.2	151.8	23.0	31.5	120.3	106.5	94.8	84.8	76.2
12-31-2024	42.0	107.1	147.7	23.0	29.6	118.1	99.5	84.6	72.4	62.4
12-31-2025	46.2	98.7	114.9	23.0	37.9	77.1	61.9	50.2	41.1	33.9
12-31-2026	46.8	120.0	136.5	23.0	36.0	100.4	76.8	59.5	46.6	36.8
12-31-2027	46.8	145.9	165.9	23.0	32.6	133.3	97.0	71.7	53.7	40.7
12-31-2028	46.8	149.9	170.4	23.0	34.1	136.3	94.5	66.7	47.8	34.7
12-31-2029	46.8	158.7	180.4	23.0	36.8	143.6	94.8	63.9	43.8	30.5
12-31-2030	46.8	163.1	185.4	23.0	38.1	147.3	92.7	59.6	39.0	26.1
12-31-2031	46.8	163.2	185.5	23.0	38.3	147.2	88.2	54.1	33.9	21.7
12-31-2032	46.8	162.5	184.7	23.0	38.3	146.4	83.6	48.9	29.4	18.0
12-31-2033	46.8	162.5	184.7	23.0	38.4	146.3	79.5	44.5	25.5	15.0
12-31-2034	46.8	162.6	184.8	23.0	38.6	146.2	75.6	40.4	22.2	12.5
12-31-2035	46.8	155.2	176.4	23.0	38.9	137.5	67.8	34.5	18.1	9.8
12-31-2036	46.8	142.6	162.1	23.0	43.2	118.8	55.8	27.1	13.6	7.0
12-31-2037	46.8	148.0	168.2	23.0	42.8	125.4	56.1	26.0	12.5	6.2
12-31-2038	46.8	138.5	157.4	23.0	44.5	112.9	48.1	21.3	9.8	4.6
12-31-2039	46.8	158.6	180.3	23.0	39.0	141.4	57.3	24.2	10.7	4.8
12-31-2040	46.8	138.7	157.6	23.0	43.6	114.0	44.0	17.8	7.5	3.3
12-31-2041	46.8	158.7	180.4	23.0	38.0	142.4	52.4	20.2	8.1	3.4
12-31-2042	46.8	151.8	172.6	23.0	36.2	136.4	47.8	17.6	6.8	2.7
12-31-2043	46.8	130.0	147.7	23.0	30.5	117.3	39.1	13.7	5.1	1.9
12-31-2044	46.8	110.3	125.4	23.0	25.3	100.1	31.8	10.7	3.7	1.4
12-31-2045	46.8	93.5	106.3	23.0	20.9	85.4	25.8	8.3	2.8	1.0
12-31-2046	46.8	78.9	89.7	23.0	17.3	72.4	20.9	6.4	2.1	0.7
12-31-2047	46.8	66.2	75.3	23.0	14.8	60.5	16.6	4.8	1.5	0.5
12-31-2048	46.8	55.5	63.1	23.0	12.5	50.5	13.2	3.7	1.1	0.3
12-31-2049	46.8	46.0	52.3	23.0	10.6	41.7	10.4	2.8	0.8	0.2
12-31-2050	46.8	37.9	43.1	23.0	8.5	34.6	8.2	2.1	0.6	0.2
12-31-2051	46.8	22.1	25.1	23.0	9.7	15.4	3.5	0.8	0.2	0.1
12-31-2052	46.8	16.1	18.3	23.0	8.1	10.1	2.2	0.5	0.1	0.0
12-31-2053	-	-	-35.2	23.0	-	-35.2	-7.2	-1.6	-0.4	-0.1
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		3,646.7	4,366.0		976.0	3,389.9	1,878.3	1,202.8	858.1	661.3

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Delek Drilling.

⁽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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-68.6	-	-	68.6
12-31-2026	-	-	-	-	-	26.7	-	-	-26.7
12-31-2027	-	-	-	-	-	41.9	-	-	-41.9
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-7.8	-	-	7.8
12-31-2036	-	-	-	-	-	-35.0	-	-	35.0
12-31-2037	-	-	-	-	-	20.5	-	-	-20.5
12-31-2038	-	-	-	-	-	-20.5	-	-	20.5
12-31-2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	18.3	2.1	0.8	0.9	3.8	42.9	-	0.1	-28.4
12-31-2043	77.3	8.9	3.5	3.6	15.9	-	-	0.3	61.0
12-31-2044	130.2	15.0	5.8	6.1	26.9	-	-	0.5	102.9
12-31-2045	175.6	20.2	7.9	8.2	36.2	-	-	0.7	138.7
12-31-2046	214.9	24.7	9.6	10.0	44.3	-	-	0.8	169.8
12-31-2047	249.1	28.6	11.2	11.6	51.4	-	-	1.0	196.7
12-31-2048	278.0	32.0	12.5	12.9	57.4	-	-	1.1	219.6
12-31-2049	255.9	29.4	11.5	11.9	52.8	-	-	1.0	202.1
12-31-2050	250.6	28.8	11.2	11.6	51.7	-	-	1.0	198.0
12-31-2051	227.3	26.1	10.2	10.6	46.9	-	-19.0	0.9	198.5
12-31-2052	190.7	21.9	8.6	8.9	39.3	-	-19.0	0.7	169.6
12-31-2053	249.5	28.7	11.2	11.6	51.5	-	-19.0	1.0	216.1
12-31-2054	213.6	24.6	9.6	9.9	44.1	-	19.0	28.7	121.8
12-31-2055	168.6	19.4	7.6	7.8	34.8	-	19.0	28.6	86.2
12-31-2056	79.3	9.1	3.6	3.7	16.4	-	19.0	28.2	15.7
Total	2,779.0	319.6	124.6	129.1	573.3	-	-	94.4	2,111.3

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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 INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽¹⁾ (%)	Levy ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2021	24.0	-	-	23.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	30.5	-	-	23.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	36.5	-	-	23.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	42.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	46.4	32.4	36.2	23.0	-7.4	43.7	35.1	28.4	23.3	19.2
12-31-2026	46.8	-12.5	-14.2	23.0	4.5	-18.7	-14.3	-11.1	-8.7	-6.9
12-31-2027	46.8	-19.6	-22.3	23.0	4.5	-26.8	-19.5	-14.4	-10.8	-8.2
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	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	46.8	3.7	4.2	23.0	-0.8	5.0	2.5	1.3	0.7	0.4
12-31-2036	46.8	16.4	18.6	23.0	-5.2	23.8	11.2	5.4	2.7	1.4
12-31-2037	46.8	-9.6	-10.9	23.0	3.2	-14.1	-6.3	-2.9	-1.4	-0.7
12-31-2038	46.8	9.6	10.9	23.0	-1.7	12.6	5.4	2.4	1.1	0.5
12-31-2039	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.4	-0.2	-0.1	-0.0
12-31-2040	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.4	-0.2	-0.1	-0.0
12-31-2041	46.8	-	-	23.0	1.0	-1.0	-0.4	-0.1	-0.1	-0.0
12-31-2042	46.8	-13.3	-15.1	23.0	7.4	-22.5	-7.9	-2.9	-1.1	-0.4
12-31-2043	46.8	28.6	32.5	23.0	7.5	25.0	8.3	2.9	1.1	0.4
12-31-2044	46.8	48.1	54.7	23.0	12.6	42.1	13.4	4.5	1.6	0.6
12-31-2045	46.8	64.9	73.8	23.0	17.0	56.8	17.2	5.5	1.9	0.7
12-31-2046	46.8	79.5	90.3	23.0	20.6	69.7	20.1	6.1	2.0	0.7
12-31-2047	46.8	92.1	104.7	23.0	23.1	81.6	22.4	6.5	2.0	0.7
12-31-2048	46.8	102.8	116.8	23.0	26.4	90.5	23.7	6.6	1.9	0.6
12-31-2049	46.8	94.6	107.5	23.0	24.2	83.3	20.7	5.5	1.6	0.5
12-31-2050	46.8	92.6	105.3	23.0	23.7	81.6	19.4	4.9	1.3	0.4
12-31-2051	46.8	92.9	105.6	23.0	19.4	86.2	19.5	4.7	1.2	0.3
12-31-2052	46.8	79.4	90.2	23.0	15.4	74.8	16.1	3.7	0.9	0.2
12-31-2053	46.8	84.7	131.4	23.0	21.7	109.7	22.5	5.0	1.2	0.3
12-31-2054	46.8	57.0	64.8	23.0	18.8	46.0	9.0	1.9	0.4	0.1
12-31-2055	46.8	40.4	45.9	23.0	14.5	31.4	5.8	1.2	0.3	0.1
12-31-2056	46.8	7.4	8.4	23.0	5.9	2.5	0.4	0.1	0.0	0.0
Total		971.9	1,139.4		257.9	881.5	223.4	64.9	22.9	10.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Delek Drilling.

⁽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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2021	299.7	34.5	13.4	13.9	61.8	14.6	-	32.1	191.2
12-31-2022	337.8	38.8	15.1	15.7	69.7	6.2	-	29.1	232.9
12-31-2023	344.6	39.6	15.5	16.0	71.1	5.6	-	28.9	239.0
12-31-2024	357.4	41.1	16.0	16.6	73.7	-	-	28.9	254.8
12-31-2025	392.1	45.1	17.6	18.2	80.9	-	-	29.0	282.2
12-31-2026	412.6	47.4	18.5	19.2	85.1	68.6	-	29.1	229.8
12-31-2027	429.6	49.4	19.3	20.0	88.6	41.9	-	29.1	269.9
12-31-2028	440.9	50.7	19.8	20.5	91.0	-	-	29.6	320.3
12-31-2029	464.6	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	339.0
12-31-2030	476.5	54.8	21.4	22.1	98.3	-	-	29.7	348.5
12-31-2031	476.8	54.8	21.4	22.2	98.4	-	-	29.7	348.7
12-31-2032	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.2
12-31-2033	474.9	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.2
12-31-2034	475.1	54.6	21.3	22.1	98.0	-	-	29.7	347.3
12-31-2035	465.2	53.5	20.9	21.6	96.0	-	-	29.7	339.5
12-31-2036	465.3	53.5	20.9	21.6	96.0	-	-	29.7	339.6
12-31-2037	464.0	53.4	20.8	21.6	95.7	42.9	-	29.7	295.7
12-31-2038	464.2	53.4	20.8	21.6	95.8	22.4	-	29.7	316.4
12-31-2039	464.4	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	338.9
12-31-2040	464.7	53.4	20.8	21.6	95.9	42.9	-	29.7	296.3
12-31-2041	464.5	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	339.0
12-31-2042	464.4	53.4	20.8	21.6	95.8	42.9	-	29.7	296.0
12-31-2043	464.2	53.4	20.8	21.6	95.8	-	-	29.7	338.7
12-31-2044	464.1	53.4	20.8	21.6	95.7	-	-	29.7	338.6
12-31-2045	463.9	53.3	20.8	21.6	95.7	-	-	29.7	338.5
12-31-2046	463.7	53.3	20.8	21.5	95.7	-	-	29.7	338.4
12-31-2047	463.6	53.3	20.8	21.5	95.6	-	-	29.7	338.3
12-31-2048	463.4	53.3	20.8	21.5	95.6	-	-	29.7	338.1
12-31-2049	415.8	47.8	18.6	19.3	85.8	-	-	29.5	300.5
12-31-2050	388.6	44.7	17.4	18.1	80.2	-	-	29.4	279.0
12-31-2051	346.5	39.8	15.5	16.1	71.5	-	-	29.2	245.8
12-31-2052	293.6	33.8	13.2	13.6	60.6	-	-	29.0	204.0
12-31-2053	264.4	30.4	11.9	12.3	54.6	-	-	28.9	180.9
12-31-2054	213.6	24.6	9.6	9.9	44.1	-	19.0	28.7	121.8
12-31-2055	168.6	19.4	7.6	7.8	34.8	-	19.0	28.6	86.2
12-31-2056	79.3	9.1	3.6	3.7	16.4	-	19.0	28.2	15.7
Total	14,527.5	1,670.7	651.6	674.9	2,997.1	287.8	57.0	1,061.6	10,124.0

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, 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 INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽¹⁾ (%)	Levy ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%	Income Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Income Taxes ⁽²⁾ (MM\$)	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
			(MM\$)			(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
12-31-2021	24.0	45.8	145.4	23.0	29.6	115.8	113.0	110.4	108.0	105.7
12-31-2022	30.5	71.0	161.8	23.0	31.7	130.2	121.0	112.8	105.5	99.0
12-31-2023	36.5	87.2	151.8	23.0	31.5	120.3	106.5	94.8	84.8	76.3
12-31-2024	42.0	107.1	147.7	23.0	29.6	118.1	99.5	84.6	72.4	62.4
12-31-2025	46.4	131.0	151.2	23.0	30.4	120.7	96.9	78.6	64.4	53.1
12-31-2026	46.8	107.5	122.2	23.0	40.5	81.8	62.5	48.4	37.9	30.0
12-31-2027	46.8	126.3	143.6	23.0	37.1	106.5	77.5	57.3	42.9	32.5
12-31-2028	46.8	149.9	170.4	23.0	34.1	136.3	94.5	66.7	47.8	34.7
12-31-2029	46.8	158.7	180.4	23.0	36.8	143.6	94.8	63.9	43.8	30.5
12-31-2030	46.8	163.1	185.4	23.0	38.1	147.3	92.7	59.6	39.0	26.1
12-31-2031	46.8	163.2	185.5	23.0	38.4	147.1	88.2	54.1	33.9	21.7
12-31-2032	46.8	162.5	184.7	23.0	38.3	146.4	83.6	48.9	29.4	18.0
12-31-2033	46.8	162.5	184.7	23.0	38.4	146.3	79.5	44.5	25.5	15.0
12-31-2034	46.8	162.6	184.8	23.0	38.6	146.2	75.6	40.4	22.2	12.5
12-31-2035	46.8	158.9	180.6	23.0	38.0	142.6	70.3	35.8	18.8	10.1
12-31-2036	46.8	158.9	180.7	23.0	38.1	142.6	67.0	32.6	16.3	8.5
12-31-2037	46.8	138.4	157.3	23.0	46.0	111.3	49.7	23.1	11.1	5.5
12-31-2038	46.8	148.1	168.3	23.0	42.8	125.5	53.4	23.7	10.9	5.2
12-31-2039	46.8	158.6	180.3	23.0	39.9	140.4	56.9	24.1	10.6	4.8
12-31-2040	46.8	138.7	157.6	23.0	44.6	113.0	43.7	17.6	7.4	3.2
12-31-2041	46.8	158.7	180.4	23.0	39.0	141.4	52.0	20.0	8.1	3.4
12-31-2042	46.8	138.5	157.5	23.0	43.6	113.9	39.9	14.7	5.6	2.3
12-31-2043	46.8	158.5	180.2	23.0	37.9	142.3	47.5	16.7	6.1	2.4
12-31-2044	46.8	158.5	180.1	23.0	37.9	142.2	45.2	15.1	5.3	2.0
12-31-2045	46.8	158.4	180.1	23.0	37.9	142.2	43.0	13.8	4.6	1.6
12-31-2046	46.8	158.4	180.0	23.0	37.9	142.1	41.0	12.5	4.0	1.4
12-31-2047	46.8	158.3	180.0	23.0	37.9	142.1	39.0	11.4	3.5	1.1
12-31-2048	46.8	158.2	179.9	23.0	38.9	141.0	36.9	10.3	3.0	0.9
12-31-2049	46.8	140.6	159.9	23.0	34.8	125.1	31.1	8.3	2.3	0.7
12-31-2050	46.8	130.6	148.4	23.0	32.2	116.3	27.6	7.0	1.9	0.5
12-31-2051	46.8	115.0	130.8	23.0	29.1	101.7	23.0	5.6	1.4	0.4
12-31-2052	46.8	95.4	108.5	23.0	23.5	85.0	18.3	4.2	1.0	0.3
12-31-2053	46.8	84.7	96.3	23.0	21.7	74.6	15.3	3.4	0.8	0.2
12-31-2054	46.8	57.0	64.8	23.0	18.8	46.0	9.0	1.9	0.4	0.1
12-31-2055	46.8	40.4	45.9	23.0	14.5	31.4	5.8	1.2	0.3	0.1
12-31-2056	46.8	7.4	8.4	23.0	5.9	2.5	0.4	0.1	0.0	0.0
Total		4,618.6	5,505.3		1,233.9	4,271.4	2,101.7	1,267.6	881.0	672.0

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Delek Drilling.

⁽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.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2020	64.6	5.14	1.05	0.38	3.71	2.7
2019	81.7	5.50	1.13	0.46	3.91	3.3
2018 ⁽²⁾	93.4	5.53	1.08	0.39	4.07	3.3

Note: Values in this table have been provided by Delek Drilling; these values are based on historical data since January 2018 and include condensate production, 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 that year.

⁽²⁾ The 2018 data include the Delek Drilling indirect interest in Tamar Field through Tamar Petroleum Ltd.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

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	2,460,861	2,594,825	2,845,871	21,711	21,711	22,935	113	120	124	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,590,333	1,693,767	1,782,698	15,027	15,027	15,158	106	113	118	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,839,279	1,964,971	2,063,220	9,095	9,095	9,095	202	216	227	0.87	0.90	0.90

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	0.26	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 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.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2020

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	318,108	318,108	2,517	2,517	2,517	119	126	126	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	137,183	137,183	1,065	1,065	1,065	120	129	129	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 foot.

נספח ג'

דוח משאבים מותנים ומנובאים
בלוק 12

ESTIMATES
of
UNRISKED CONTINGENT
AND PROSPECTIVE RESOURCES
to the
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
WORKING INTEREST
in
DISCOVERIES AND PROSPECTS
located in the
APHRODITE FIELD AREA
BLOCK 12, OFFSHORE CYPRUS
as of
DECEMBER 31, 2020



**NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.**

**WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS**

**ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS**

March 14, 2021

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2020, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in discoveries and prospects located in the Aphrodite Field Area, Block 12, offshore Cyprus. Resources that extend beyond Block 12 have not been included in this 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 2018 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 2018 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 estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon finalization and sanctioning of the development plan, execution of gas purchase and sales agreements, and commitment to develop the resources. 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 the discoveries. 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 Field Area by reservoir, as of December 31, 2020, to be:

March 14, 2021
Page 2 of 6

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	18.7	0.0	87.3	0.2	117.2	0.3
C Sand	1,539.4	3.1	2,269.1	5.0	2,946.7	7.1
D1 Upper Sand	55.9	0.1	267.6	0.6	365.0	0.9
D1 Middle Sand	12.1	0.0	190.7	0.4	306.1	0.7
D1 Lower Sand	64.9	0.1	196.5	0.4	250.7	0.6
D2 Upper Sand	236.6	0.5	330.0	0.7	367.2	0.9
D2 Middle Sand	61.3	0.1	104.9	0.2	132.1	0.3
D2 Lower Sand	17.9	0.0	30.6	0.1	61.4	0.1

We estimate the unrisked contingent resources to the Delek Drilling working interest in the Aphrodite Field Area by reservoir, as of December 31, 2020, 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	5.6	0.0	26.2	0.1	35.2	0.1
C Sand	461.8	0.9	680.7	1.5	884.0	2.1
D1 Upper Sand	16.8	0.0	80.3	0.2	109.5	0.3
D1 Middle Sand	3.6	0.0	57.2	0.1	91.8	0.2
D1 Lower Sand	19.5	0.0	58.9	0.1	75.2	0.2
D2 Upper Sand	71.0	0.1	99.0	0.2	110.1	0.3
D2 Middle Sand	18.4	0.0	31.5	0.1	39.6	0.1
D2 Lower Sand	5.4	0.0	9.2	0.0	18.4	0.0

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

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. 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, a portion of 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

March 14, 2021
Page 3 of 6

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 prospect level 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, meaningful totals beyond this level 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 Field Area by fault block, as of December 31, 2020, to be:

Fault Block/Prospect	Unrisked Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Central						
D1 Upper Sand	98.1	0.2	163.3	0.4	269.8	0.6
D1 Middle Sand	46.0	0.1	104.6	0.2	246.9	0.6
D1 Lower Sand	125.4	0.3	190.7	0.4	281.4	0.7
D2 Upper Sand	164.5	0.3	348.8	0.8	796.1	1.9
D2 Middle Sand	2.5	0.0	22.6	0.0	246.8	0.6
D2 Lower Sand	0.1	0.0	3.4	0.0	185.2	0.4
Southwest						
A Sand	3.8	0.0	9.8	0.0	18.5	0.0
C Sand	33.0	0.1	52.3	0.1	81.0	0.2
D1 Upper Sand	0.3	0.0	2.8	0.0	26.2	0.1
D1 Middle Sand	0.0	0.0	0.8	0.0	17.0	0.0
D1 Lower Sand	1.7	0.0	4.0	0.0	10.1	0.0
D2 Upper Sand	0.7	0.0	7.4	0.0	86.9	0.2
D2 Middle Sand	0.0	0.0	1.0	0.0	24.3	0.1
D2 Lower Sand	0.1	0.0	1.1	0.0	21.3	0.1

We estimate the Delek Drilling unrisked working interest prospective resources for the Aphrodite Field Area by fault block, as of December 31, 2020, to be:

Fault Block/Prospect	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Central						
D1 Upper Sand	29.4	0.1	49.0	0.1	80.9	0.2
D1 Middle Sand	13.8	0.0	31.4	0.1	74.1	0.2
D1 Lower Sand	37.6	0.1	57.2	0.1	84.4	0.2
D2 Upper Sand	49.4	0.1	104.7	0.2	238.8	0.6
D2 Middle Sand	0.8	0.0	6.8	0.0	74.1	0.2
D2 Lower Sand	0.0	0.0	1.0	0.0	55.6	0.1

March 14, 2021

Page 4 of 6

Fault Block/Prospect	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Southwest						
A Sand	1.1	0.0	2.9	0.0	5.6	0.0
C Sand	9.9	0.0	15.7	0.0	24.3	0.1
D1 Upper Sand	0.1	0.0	0.8	0.0	7.9	0.0
D1 Middle Sand	0.0	0.0	0.2	0.0	5.1	0.0
D1 Lower Sand	0.5	0.0	1.2	0.0	3.0	0.0
D2 Upper Sand	0.2	0.0	2.2	0.0	26.1	0.1
D2 Middle Sand	0.0	0.0	0.3	0.0	7.3	0.0
D2 Lower Sand	0.0	0.0	0.3	0.0	6.4	0.0

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.

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 recoverable 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 element for these prospects is reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of geologic success by fault block for each prospect are shown in the following table:

Fault Block/Prospect	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Central					
D1 Upper Sand	100	95	100	100	95
D1 Middle Sand	100	85	100	100	85
D1 Lower Sand	100	95	100	100	95
D2 Upper Sand	100	95	100	100	95
D2 Middle Sand	100	75	100	100	75
D2 Lower Sand	100	85	100	100	85
Southwest					
A Sand	100	70	100	100	70
C Sand	100	95	100	100	95
D1 Upper Sand	100	90	100	100	90
D1 Middle Sand	100	80	100	100	80
D1 Lower Sand	100	90	100	100	90
D2 Upper Sand	100	95	100	100	95
D2 Middle Sand	100	70	100	100	70
D2 Lower Sand	100	80	100	100	80

March 14, 2021
Page 5 of 6

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 Aphrodite Field 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, then merged and processed in 2014. All seismic interpretation was performed on the prestack depth-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 discoveries and prospects. We have not investigated possible environmental liability related to the discoveries and prospects; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the contingent and prospective resources quantities estimated in this report or the commerciality of such 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 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 the discoveries and prospects, 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 a combination of deterministic and 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 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II. 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 December 15, 2020, 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; Noble Energy Mediterranean Ltd., the operator of the properties; 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 discoveries and prospects or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and

March 14, 2021
Page 6 of 6

petrophysicists; we do not own an interest in these discoveries and prospects 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 consulting petroleum engineering 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 consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

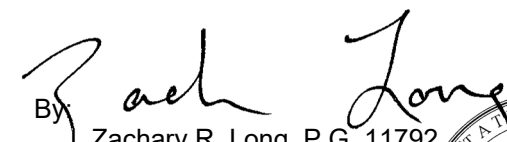
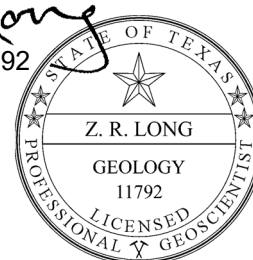
Sincerely,

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 14, 2021
RBT:MDK


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 14, 2021


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, June 2018

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 SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate 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 projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. 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

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

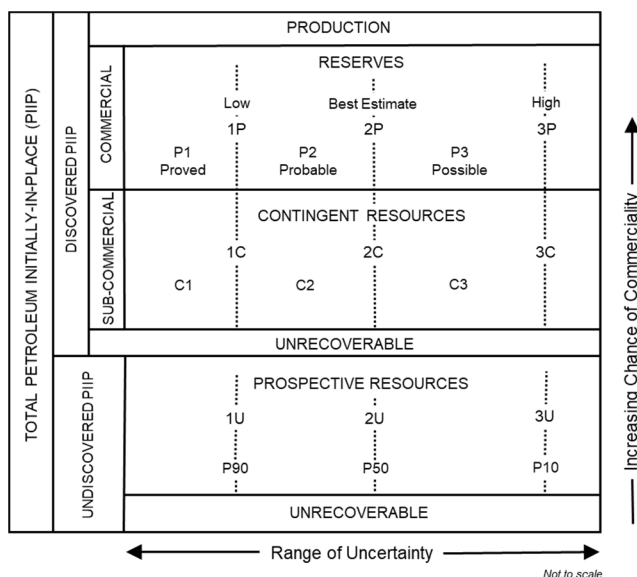


Figure 1.1—Resources classification framework

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, June 2018

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have 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 Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 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 satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. 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 range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **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 geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

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, June 2018

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

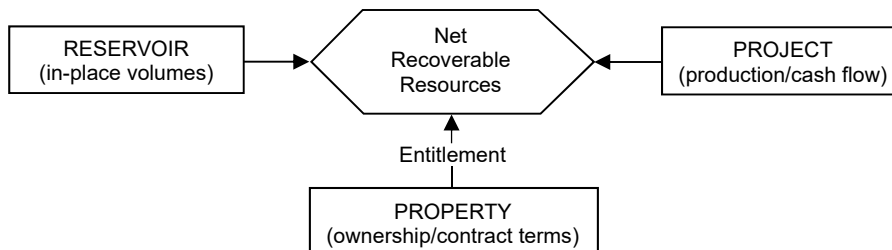


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity'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 that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) 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 the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often 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 resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

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, June 2018

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and 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 five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred 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, June 2018

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 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 method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent 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, June 2018

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 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 Section 3.1, Assessment of Commerciality).

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: discovered, recoverable, commercial, and remaining 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 the development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that 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 five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is 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 maturity and economic 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 or capable of producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or 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.

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, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
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.	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 (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (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 owing to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist. 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 the 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 reclassification 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 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 commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development. This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.

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, June 2018

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 because of 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 further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic 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 geologic 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 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 geologic 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 that requires more data acquisition and/or evaluation 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 geologic 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	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	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that 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 that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. 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, June 2018

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (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.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, 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 (P90) 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 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. 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	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates 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, June 2018

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates 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 (P10) 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 economic production from the reservoir by a defined, commercially mature 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 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 mature and economically 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 elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil 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.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
APHRODITE FIELD AREA, BLOCK 12, OFFSHORE CYPRUS
AS OF DECEMBER 31, 2020

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
A-1 ST01												
A Sand	16,232	422,683	422,683	436	8,509	8,509	37	50	50	0.03	0.04	0.07
C Sand	671,471	1,335,571	1,335,571	3,783	5,517	5,517	177	242	242	0.44	0.48	0.61
D1 Upper Sand	75,966	400,595	400,595	1,525	6,074	6,074	50	66	66	0.34	0.39	0.49
D1 Middle Sand	31,022	611,725	611,725	556	5,383	5,383	56	114	114	0.30	0.26 ⁽²⁾	0.40
D1 Lower Sand	53,034	265,674	265,674	1,169	4,248	4,248	45	63	63	0.24	0.29	0.35
D2 Upper Sand	204,975	233,024	233,024	2,705	2,990	2,990	76	78	78	0.74	0.77	0.83
D2 Middle Sand	150,064	184,162	184,162	1,965	2,297	2,297	76	80	80	0.26	0.36	0.43
D2 Lower Sand	35,706	65,121	65,121	770	1,207	1,207	46	54	54	0.42	0.36 ⁽²⁾	0.70
A-2a												
C Sand	131,811	238,660	238,660	1,968	2,166	2,166	67	110	110	0.45	0.33 ⁽²⁾	0.49
D1 Upper Sand	72,693	72,693	72,693	1,420	1,420	1,420	51	51	51	0.26	0.40	0.75
D1 Lower Sand	105,540	137,059	137,059	1,554	1,798	1,798	68	76	76	0.32	0.36	0.50
Central												
A Sand	249,442	319,236	319,236	5,531	8,293	8,293	45	38 ⁽³⁾	38 ⁽³⁾	0.07	0.18	0.21
C Sand	1,331,072	1,372,557	1,372,557	5,912	5,912	5,912	225	232	232	0.54	0.51 ⁽²⁾	0.74
Fault Block/ Reservoir	Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate ⁽⁵⁾	High Estimate ⁽⁵⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate ⁽⁶⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A-1 ST01												
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	0.21	0.21	0.20	0.68	0.73	0.70	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1 Upper Sand	0.21	0.20	0.20	0.56	0.67	0.65	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1 Middle Sand	0.25	0.23	0.23	0.53	0.48	0.48	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1 Lower Sand	0.22	0.21	0.20	0.64	0.70	0.69	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Upper Sand	0.21	0.21	0.21	0.74	0.81	0.79	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Middle Sand	0.23	0.21	0.21	0.68	0.70	0.69	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Lower Sand	0.23	0.20	0.19	0.54	0.61	0.60	378	378	378	0.60	0.65	0.70
A-2a												
C Sand	0.22	0.21	0.19	0.66	0.70	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1 Upper Sand	0.23	0.20	0.18	0.61	0.63	0.63	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1 Lower Sand	0.24	0.22	0.20	0.60	0.63	0.62	378	378	378	0.60	0.65	0.70
Central												
A Sand	0.20	0.18	0.18	0.54	0.60	0.59	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.21	0.20	0.18	0.69	0.72	0.69	378	378	378	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 best estimate net-to-gross ratio is lower than the low estimate ratio due to the inclusion of additional gross rock volume below the lowest known gas depth.

⁽³⁾ The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate and high estimate cases relative to the low estimate case.

⁽⁴⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

⁽⁵⁾ The net rock volume in the low estimate case includes only higher quality rock. The best estimate and high estimate cases include more net rock volume with lower porosity.

⁽⁶⁾ The high estimate gas saturation is lower than the best estimate case due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
APHRODITE FIELD AREA, BLOCK 12, OFFSHORE CYPRUS
AS OF DECEMBER 31, 2020

Fault Block/Prospect	Gross Rock Volume (acre-feet)		Area (acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal)	
	Lognormal Distribution		Lognormal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Central								
D1 Upper Sand	235,317	416,701	3,473	5,878	68	71	0.30	0.50
D1 Middle Sand	135,311	472,365	2,252	5,013	60	94	0.25	0.45
D1 Lower Sand	298,899	396,826	3,889	5,005	77	79	0.30	0.50
D2 Upper Sand	152,116	558,147	2,428	6,222	63	90	0.70	0.90
D2 Middle Sand	5,372	504,043	332	5,152	16	98	0.25	0.45
D2 Lower Sand	100	549,579	25	4,058	4	135	0.40	0.70
Southwest								
A Sand	97,488	146,232	1,930	2,896	51	51	0.03	0.13
C Sand	50,648	75,972	490	736	103	103	0.40	0.70
D1 Upper Sand	770	56,044	52	1,018	15	55	0.30	0.50
D1 Middle Sand	100	61,355	25	732	4	84	0.25	0.45
D1 Lower Sand	3,649	15,383	115	395	32	39	0.30	0.50
D2 Upper Sand	700	85,606	46	1,296	15	66	0.70	0.90
D2 Middle Sand	100	66,966	25	909	4	74	0.25	0.45
D2 Lower Sand	100	40,415	25	487	4	83	0.40	0.70
Fault Block/Prospect	Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾		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
Central								
D1 Upper Sand	0.19	0.23	0.55	0.65	378	378	0.60	0.70
D1 Middle Sand	0.21	0.26	0.45	0.55	378	378	0.60	0.70
D1 Lower Sand	0.20	0.24	0.55	0.65	378	378	0.60	0.70
D2 Upper Sand	0.19	0.23	0.65	0.75	379	379	0.60	0.70
D2 Middle Sand	0.20	0.24	0.65	0.75	379	379	0.60	0.70
D2 Lower Sand	0.19	0.23	0.55	0.65	379	379	0.60	0.70
Southwest								
A Sand	0.16	0.20	0.50	0.60	375	375	0.60	0.70
C Sand	0.19	0.23	0.65	0.75	378	378	0.60	0.70
D1 Upper Sand	0.19	0.23	0.55	0.65	378	378	0.60	0.70
D1 Middle Sand	0.21	0.26	0.45	0.55	378	378	0.60	0.70
D1 Lower Sand	0.20	0.24	0.55	0.65	378	378	0.60	0.70
D2 Upper Sand	0.19	0.23	0.65	0.75	379	379	0.60	0.70
D2 Middle Sand	0.20	0.24	0.65	0.75	379	379	0.60	0.70
D2 Lower Sand	0.19	0.23	0.55	0.65	379	379	0.60	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 abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

נספח ד'

Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

Appendix A—Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

This Glossary provides high-level definitions of terms used in resources evaluations. Where appropriate, sections within the PRMS document are referenced to best show the use of selected terms in context.

TERM	See PRMS Section	DEFINITION
1C	2.2.2	Denotes low estimate of Contingent Resources.
2C	2.2.2	Denotes best estimate of Contingent Resources.
3C	2.2.2	Denotes high estimate of Contingent Resources.
1P	2.2.2	Denotes low estimate of Reserves (i.e., Proved Reserves). Equal to P1.
2P	2.2.2	Denotes the best estimate of Reserves. The sum of Proved plus Probable Reserves.
3P	2.2.2	Denotes high estimate of reserves. The sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves.
1U	2.2.2	Denotes the unrisked low estimate qualifying as Prospective Resources.
2U	2.2.2	Denotes the unrisked best estimate qualifying as Prospective Resources.
3U	2.2.2	Denotes the unrisked high estimate qualifying as Prospective Resources.
Abandonment, Decommissioning, and Restoration (ADR)	3.1.2	The process (and associated costs) of returning part or all of a project to a safe and environmentally compliant condition when operations cease. Examples include, but are not limited to, the removal of surface facilities, wellbore plugging procedures, and environmental remediation. In some instances, there may be salvage value associated with the equipment removed from the project. ADR costs are presumed to be without consideration of any salvage value, unless presented as “ADR net of salvage.”
Accumulation	2.4	An individual body of naturally occurring petroleum in a reservoir.
Aggregation	4.2.5	The process of summing well, reservoir, or project-level estimates of resources 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.
Appraisal	1.2	The phase that may follow successful exploratory drilling. Activities to further evaluate the discovery, such as seismic acquisition, geological studies, and drilling additional wells may be conducted to reduce technical uncertainties and commercial contingencies.
Approved for Development	2.1.3.5, Table I	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is underway. A project maturity sub-class of Reserves.
Analog	4.1.1	Method used in resources estimation in the exploration and early development stages (including improved recovery projects) when direct measurement is limited. Based on evaluator’s assessment of similarities of the analogous reservoir(s) together with the development plan.
Analogous Reservoir	4.1.1	Reservoirs that have similar rock properties (e.g., petrophysical, lithological, depositional, diagenetic, and structural), fluid properties (e.g., type, composition, density, and viscosity), reservoir conditions (e.g., 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 insight and comparative data to assist in estimation of recoverable resources.
Assessment	2.1.2	See Evaluation.

Associated Gas	Table 3	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.
Basin-Centered Gas	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.
Barrel of Oil Equivalent (BOE)	3.2.9	The term allows for a single value to represent the sum of all the hydrocarbon products that are forecast as resources. Typically, condensate, oil, bitumen, and synthetic crude barrels are taken to be equal (1 bbl = 1 BOE). Gas and NGL quantities are converted to an oil equivalent based on a conversion factor that is recommended to be based on a nominal heating content or calorific value equivalent to a barrel of oil.
Basis for Estimate	1.2	The methodology (or methodologies) and supporting data on which the estimated quantities are based. (Also referenced as basis for the estimation.)
Behind-Pipe Reserves	2.1.3.6	Reserves that are expected to be recovered from zones in existing wells, which will require additional completion work or future re-completion before the start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling and completing a new well including hook-up to allow production.
Best Estimate	2.2.2	With respect to resources categorization, 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.
C1	2.2.2	Denotes low estimate of Contingent Resources. C1 is equal to 1C.
C2	2.2.2	Denotes Contingent Resources of same technical confidence as Probable, but not commercially matured to Reserves.
C3	2.2.2	Denotes Contingent Resources of same technical confidence as Possible, but not commercially matured to Reserves.
Chance	1.1	Chance equals 1-risk. Generally synonymous with likelihood. (See Risk)
Chance of Commerciality	2.1.3	The estimated probability that the project will achieve commercial maturity to be developed. For Prospective Resources, this is the product of the chance of geologic discovery and the chance of development. For Contingent Resources and Reserves, it is equal to the chance of development.
Chance of Development	2.1.3	The estimated probability that a known accumulation, once discovered, will be commercially developed.
Chance of Geologic Discovery	2.1.3	The estimated probability that exploration activities will confirm the existence of a significant accumulation of potentially recoverable petroleum.
Coalbed Methane (CBM)	2.4	Natural gas contained in coal deposits. Coalbed gas, although usually mostly methane, may be produced with variable amounts of inert or even non-inert gases. [Also called coal-seam gas (CSG) or natural gas from coal (NGC).]
Commercial	2.1.2	A project is commercial when there is evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. Typically, this requires that the best estimate case meet or exceed the minimum evaluation decision criteria (e.g., rate of return, investment payout time). There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming. Also, there must be evidence of a technically mature, feasible development plan and the essential social, environmental, economic, political, legal, regulatory, decision criteria, and contractual conditions are met.
Committed Project	2.1.3.1	Project that the entity has a firm intention to develop in a reasonable time-frame. Intent is demonstrated with funding/financial plans, but FID has not yet been declared (See also Final Investment Decision.)

Completion	2.1.3.6	Completion of a well. The process by which a well is brought to its operating status (e.g., producer, injector, or monitor well). A well deemed to be capable of producing 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.
Completion Interval	2.1.3.6	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	3.3	A grant of access for a defined area and time period that transfers certain entitlements to produced hydrocarbons from the host country to an entity. The entity 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. (Also called a license.)
Condensate	3.2	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 NGLs in 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, or butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensate.
Confidence Level	4.2	A measure of the estimated reliability of a result. As used in the deterministic incremental method, the evaluator assigns a relative level of confidence (high/moderate/low) to areas/segments of an accumulation based on the information available (e.g., well control and seismic coverage). Probabilistic and statistical methods use the 90% (P90) for the high confidence (low value case), 50% (P50) for the best estimate (moderate value case), and 10% (P10) for the low (high value case) estimate to represent the chances that the actual value will equal or exceed the estimate.
Constant Case	3.1.2	A descriptor applied to the economic evaluation of resources estimates. Constant-case estimates are based on current economic conditions being those conditions (including costs and product prices) that are fixed at the evaluation date and held constant, with no inflation or deflation made to costs or prices throughout the remainder of the project life other than those permitted contractually.
Consumed in Operations (CiO)	3.2.2	That portion of produced petroleum consumed as fuel in production or lease plant operations before delivery to the market at the reference point. (Also called lease fuel.)
Contingency	1.1	A condition that must be satisfied for a project in Contingent Resources to be reclassified as Reserves. Resolution of contingencies for projects in Development Pending is expected to be achieved within a reasonable time period.
Contingent Project	1.1	A project that is not yet commercial owing to one or more contingencies that have not been resolved.
Contingent Resources	1.1 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 owing to one or more contingencies.
Continuous-Type Deposit	2.4	A petroleum accumulation that is pervasive throughout a large area and that generally lacks well-defined OWC or GWC. Such accumulations are included in unconventional resources. Examples of such deposits include “basin-centered” gas, tight gas, tight oil, gas hydrates, natural bitumen, and oil shale (kerogen) accumulations.

Conventional Resources	2.4	Resources that exist in porous and permeable rock with buoyancy pressure equilibrium. The PIIP is trapped in discrete accumulations related to a localized geological structural feature and/or stratigraphic condition, typically with each accumulation bounded by a down dip contact with an aquifer, and is significantly affected by hydrodynamic influences such as buoyancy of petroleum in water.
Cost Recovery	3.3	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 production stream. The contractor normally receives an entitlement interest share in the petroleum production and is exposed to both technical and market risks.
Crude Oil	3.2.9	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 (excludes retrograde condensate). 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.
Cumulative Production	1.1	The sum of petroleum quantities that have been produced at a given date. (See also Production). Production is measured under defined conditions to allow for the computation of both reservoir voidage and sales quantities and for the purpose of voidage also includes non-petroleum quantities.
Current Economic Conditions	3.1.2	Economic conditions based on relevant historical petroleum prices and associated costs averaged over a specified period. The default period is 12 months. However, in the event that a step change has occurred within the previous 12-month period, the use of a shorter period reflecting the step change must be justified and used as the basis of constant-case resources estimates and associated project cash flows.
Defined Conditions	3.0	Forecast of conditions to exist and impact the project during the time period being evaluated. Forecasts should account for issues that impact the commerciality, such as economics (e.g., hurdle rates and commodity price); operating and capital costs; and technical, marketing, sales route, legal, environmental, social, and governmental factors.
Deposit	2.4	Material laid down by a natural process. In resources evaluations, it identifies an accumulation of hydrocarbons in a reservoir. (See Accumulation.)
Deterministic Incremental Method	4.2	An assessment method based on defining discrete parts or segments of the accumulation that reflect high, moderate, and low confidence regarding the estimates of recoverable quantities under the defined development plan.
Deterministic Method	4.2	An assessment method based on discrete estimate(s) made based on available geoscience, engineering, and economic data and corresponds to a given level of certainty.
Deterministic Scenario Method	4.2	Method where the evaluator provides three deterministic estimates of the quantities to be recovered from the project being applied to the accumulation. Estimates consider the full range of values for each input parameter based on available engineering and geoscience data, but one set is selected that is most appropriate for the corresponding resources confidence category. A single outcome of recoverable quantities is derived for each scenario.
Developed Reserves	2.1.3.5 Table 2	Reserves that are expected to be recovered from existing wells and facilities. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	2.1.3.5 Table 2	Developed Reserves that are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date. Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Developed Non-Producing Reserves	2.1.3.5 Table 2	Developed Reserves that are either shut-in or behind-pipe. (See also Shut-In Resources and Behind-Pipe Reserves.)
Development On Hold	2.1.3.5 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 of Contingent Resources.
Development Not Viable	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation for which there are contingencies resulting in there being no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited commercial potential. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Development Pending	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Development Plan	2.1.3.6	The design specifications, timing, and cost estimates of the appraisal and development project(s) that are planned in a field or group of fields. The plan will include, but is not limited to, well locations, completion techniques, drilling methods, processing facilities, transportation, regulations, and marketing. The plan is often executed in phases when involving large, complex, sequential recovery and/or extensive areas.
Development Unclassified	2.1.3.5 Table 1	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information. This sub-class requires appraisal or study and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity. A project maturity sub-class of Contingent Resources.
Discovered	2.1.1	A petroleum accumulation where one or several exploratory wells through testing, sampling, and/or logging have demonstrated the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. 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 technical recovery. (See also Known Accumulation.)
Discovered Petroleum Initially-In-Place	1.1	Quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production. Discovered PIIP may be subdivided into commercial, sub-commercial, and the portion remaining in the reservoir as Unrecoverable.
Discovered Unrecoverable	2.1.1	Discovered petroleum in-place resources that are evaluated, as of a given date, as not able to be recovered by the commercial and sub-commercial projects envisioned.
Dry Gas	3.2.3	Natural gas remaining after hydrocarbon liquids have been removed before the reference point. It should be recognized that this is a resources assessment definition and not a phase behavior definition. (Also called lean gas.)
Economic	3.1.2	A project is economic when it has a positive undiscounted cumulative cash flow from the effective date of the evaluation, the net revenue exceeds the net cost of operation (i.e., positive cumulative net cash flow at discount rate greater than or equal to zero percent).
Economic Interest	3.3	Interest that is possessed when an entity has acquired an interest in the minerals in-place or a license and secures, by any form of legal relationship, revenue derived from the extraction of the mineral to which he must look for a return.
Economic Limit	3.1.2	Defined as the time when the maximum cumulative net cash flow (see Net Entitlement) occurs for a project.

Economically Not Viable Contingent Resources	2.1.3.7	Those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecast conditions. May also be subject to additional unsatisfied contingencies.
Economically Viable Contingent Resources	2.1.3.7	Those quantities associated with technically feasible projects where cash flows are positive under reasonable forecast conditions but are not Reserves because it does not meet the other commercial criteria
Economically Producible	3.1.2	Refers to the situation where the net revenue from an ongoing producing project exceeds the net expenses attributable to a certain entity's interest. The ADR costs are excluded from the determination.
Effective Date	1.2	Resource estimates of remaining quantities are "as of the given date" (effective date) of the evaluation. The evaluation must take into account all data related to the period before the "as of date."
Entitlement	3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to an entity under the terms of the development and production contract or license.
Entity	3.0	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.
Established Technology	2.3.4	Methods of recovery or processing that have proved to be successful in commercial applications.
Estimated Ultimate Recovery (EUR)	1.1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities that have been already produced. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
Evaluation	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. (Also called assessment.)
Evaluator	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 its resources and attributed value estimates.
Exploration	2.1.3.5	Prospecting for undiscovered petroleum using various techniques, such as seismic surveys, geological studies, and exploratory drilling.
Field	1.2	In conventional reservoirs, a field is typically 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. For unconventional reservoirs without hydrodynamic influences, a field is often defined by regulatory or ownership boundaries as necessary.
Final Investment Decision (FID)	2.1.3.1	Project approval stage when the participating companies have firmly agreed to the project and the required capital funding.
Flare Gas	3.2.2	The total quantity of gas vented and/or burned as part of production and processing operations (but not as fuel).

Flow Test	2.1.1	An operation on a well designed to demonstrate the existence of recoverable 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). May also demonstrate the potential of certain completion techniques, particularly in unconventional reservoirs.
Fluid Contacts	4.2	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	3.1.2	A descriptor applied to a scenario when production and associated cash-flow estimates are based on those conditions (including costs and product price schedules, inflation indexes, and market factors) forecast by the evaluator to reasonably exist throughout the evaluation life (i.e., defined conditions). Inflation or deflation adjustments are made to costs and revenues over the evaluation period.
Gas Balance	3.2.8	In gas production operations involving multiple working interest owners, maintaining a statement of volumes attributed to each, depending on each owner's portion received. Imbalances may occur that must be monitored over time and eventually balanced in accordance with accepted accounting procedures.
Gas Cap Gas	Table 3	Free natural gas that overlies and is in contact with crude oil in the reservoir. It is a subset of associated gas.
Gas Hydrates	2.4	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, one volume of saturated methane hydrate will contain as much as 164 volumes of methane gas. Gas hydrates are included in unconventional resources, but the technology to support commercial maturity has yet to be developed.
Gas/Oil Ratio	4.1.4	Ratio that is calculated using measured natural gas and crude oil volumes at stated conditions. The gas/oil ratio may be the solution gas/oil ratio, R_s ; produced gas/oil ratio, R_p ; or another suitably defined ratio of gas production to oil production.
Geostatistical Methods	4.2.2	A variety of mathematical techniques and processes dealing with the collection, methods, analysis, interpretation, and presentation of large quantities of geoscience and engineering data to (mathematically) describe the variability and uncertainties within any reservoir unit or pool, specifically related here to resources estimates.
High Estimate	2.2.2	With respect to resources 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.
Hydrates	2.4	See Gas Hydrates.
Hydrocarbons	1.1	Hydrocarbons are chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon molecules.
Improved Recovery	2.3.4	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	3.2.5	The forcing, pumping, or natural flow of substances into a porous and permeable subsurface rock formation. Injected substances can include either gases or liquids.

Justified for Development	2.1.3.5 Table 1	A development project that has reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting and there are reasonable expectation that all necessary approvals/ contracts will be obtained. A project maturity sub-class of Reserves.
Kerogen	2.4	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	2.1.1	An accumulation that has been discovered.
Lead	2.1.3.5 Table 1	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Learning Curve	2.4	Demonstrated improvements over time in performance of a repetitive task that results in efficiencies in tasks to be realized and/or in reduced time to perform and ultimately in cost reductions.
Likelihood	1.1	Likelihood (the estimated probability or chance) is equal (1- risk). (See Probability and Risk.)
Low/Best/High Estimates	2.2.2	Reflects the range of uncertainty as a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities.
Low Estimate	2.2.2	With respect to resources categorization, this is 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 (LKH)	4.1.2	The deepest documented occurrence of a producible hydrocarbon accumulation as interpreted from well log, flow test, pressure measurement, core data, or other conclusive and reliable evidence.
Market	1.1	A consumer or group of consumers of a product that has been obtained through purchase, barter, or contractual terms.
Marketable Quantities	2.0	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible from petroleum accumulations and that will be consumed by the market. (Also referred to as marketable products.)
Mean	4.2.5	The sum of a set of numerical values divided by the number of values in the set.
Measurement	3.2	The process of establishing quantity (volume, mass, or energy content) and quality of petroleum products delivered to a reference point under conditions defined by delivery contract or regulatory authorities.
Mineral Lease	3.3	An agreement in which a mineral owner (lessor) grants an entity (lessee) rights. Such rights can include (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 the lease; (2) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non-operating interests in properties operated by others; and/or (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	4.2	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 quantities).

Multi-Scenario Method	4.2	An extension of the deterministic scenario method. In this case, a significant number of discrete deterministic scenarios are developed by the evaluator, with each scenario leading to a single deterministic outcome. Probabilities may be assigned to each discrete input assumption from which the probability of the scenario can be obtained; alternatively, each outcome may be assumed to be equally likely.
Natural Bitumen	2.4	The portion of petroleum that exists in the semi-solid 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 mPa·s (or 10,000 cp) 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 before normal refining.
Natural Gas	3.2.3	Portion of petroleum that exists either in the gaseous phase or is in solution in crude oil in a reservoir, and which is gaseous at atmospheric conditions of pressure and temperature. Natural gas may include some amount of non-hydrocarbons.
Natural Gas Liquids (NGLs)	3.2.3	A mixture of light hydrocarbons that exist in the gaseous phase in the reservoir and are recovered as liquids in gas processing plants. NGLs differ from condensate in two principal respects: (1) NGLs are extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities, and (2) NGLs include very light hydrocarbons (ethane, propane, or butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensates.
Net Entitlement	1.1 3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to an entity under the terms of the development and production contract or license. Under the terms of PSCs, the producers have an entitlement to a portion of the production. This entitlement, often referred to as “net entitlement” or “net economic interest,” is estimated using a formula based on the contract terms incorporating costs and profits.
Net Pay	4.1.1	The portion (after applying cutoffs) of the thickness of a reservoir from which petroleum can be produced or extracted. Value is referenced to a true vertical thickness measured.
Net Revenue Interest	3.3.1	An entity’s revenue share of petroleum sales after deduction of royalties or share of production owing to others under applicable lease and fiscal terms. (See also Entitlement and Net Entitlement)
Netback Calculation	3.2.1	Term used in the hydrocarbon product price determination at reference point to reflect the revenue of one unit of sales after the costs associated with bringing the product to a market (e.g., transportation and processing) are removed.
Non-Hydrocarbon Gas	3.2.4	Associated gases such as nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and helium that are present in naturally occurring petroleum accumulations.
Non-Sales	1.1	That portion of estimated recoverable or produced quantities that will not be included in sales as contractually defined at the reference point. Non-sales include quantities CiO, flare, and surface losses, and may include non-hydrocarbons.
Oil Sands	2.4	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	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). (Often called kerogen shale.)

On Production	2.1.3.5 Table 1	A project maturity sub-class of Reserves that reflects the operational execution phase of one or multiple development projects with the Reserves currently producing or capable of producing. Includes Developed Producing and Developed Non-Producing Reserves.
Overlift/Underlift	3.2.8	Production entitlements received that vary from contractual terms resulting in overlift or underlift positions. This 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 upon by 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.
P1	1.1	Denotes Proved Reserves. P1 is equal to 1P.
P2	1.1	Denotes Probable Reserves.
P3	1.1	Denotes Possible Reserves.
Penetration	Table 3	The intersection of a wellbore with a reservoir.
Petroleum	1.0	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 of petroleum can be greater than 50%.
Petroleum Initially-in-Place (PIIP)	1.1	The total quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring reservoirs, as of a given date. Crude oil in-place, natural gas in-place, and natural bitumen in-place are defined in the same manner.
Pilot Project	2.3	A small-scale test or trial operation used to assess technology, including recovery processes, for commercial application in a specific reservoir.
Play	2.1.3.5 Table 1	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Pool	4.2.2	An individual and separate accumulation of petroleum in a reservoir within a field.
Possible Reserves	2.2.2	An incremental category of estimated recoverable quantities associated with a defined degree of uncertainty. Possible Reserves are those additional reserves that 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	2.3.4	The extraction of petroleum from reservoirs using only the natural energy available in the reservoirs to move fluids through the reservoir rock to other points of recovery.
Probability	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. PRMS 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 Method	4.2.3	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	2.2.2	An incremental category of estimated recoverable quantities 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	1.1	The cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. Production can be reported in terms of the sales product specifications, but project evaluation requires that all production quantities (sales and non-sales), as measured to support engineering analyses requiring reservoir voidage calculations, are recognized.
Production Forecast	2.1.3.7	A forecasted schedule of production over time. For Reserves, the production forecast reflects a specific development scenario under a specific recovery process, a certain number and type of wells and particular facilities and infrastructure. When forecasting Contingent or Prospective Resources, more than one project scope (e.g., wells and facilities) is frequently carried to determine the range of the potential project and its uncertainty together with the associated resources defining the low, best, and high production forecasts. The uncertainty in resources estimates associated with a production forecast is usually quantified by using at least three scenarios or cases of low, best, and high, which lead to the resources classifications of, respectively, 1P, 2P, 3P and 1C, 2C, 3C or 1U, 2U and 3U.
Production- Sharing Contract (PSC)	3.3.2	A contract between a contractor and a host government in which the contractor typically bears the 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 of petroleum in the ground is retained by the host government; however, the contractor normally receives title to the prescribed share of the quantities as they are produced. (Also termed production-sharing agreement (PSA).
Project	1.2	A defined activity or set of activities that provides the link between the petroleum accumulation's resources sub-class and the decision-making process, including budget allocation. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, an incremental development in a larger producing field, or the integrated development of a group of several fields and associated facilities (e.g. compression) with a common ownership. In general, an individual project will represent a specific maturity level (sub-class) at which a decision is made on whether or not to proceed (i.e., spend money), suspend, or remove. There should be an associated range of estimated recoverable resources for that project. (See also Development Plan.)
Property	1.2	A defined portion of the Earth's crust wherein an entity has contractual rights to extract, process, and market specified in-place minerals (including petroleum). In general, defined as an area but may have depth and/or stratigraphic constraints. May also be termed a lease, concession, or license.
Prospect	2.1.3.5 Table 1	A project associated with an undrilled potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target. A project maturity sub-class of Prospective Resources.
Prospective Resources	1.1 Table 1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects.

Proved Reserves	2.2.2 Table 3	An incremental category of estimated recoverable quantities associated with a defined degree of uncertainty. Proved Reserves are those quantities of petroleum that, 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.
Pure Service Contract	3.3	Agreement between a contractor and a host government that typically covers a defined technical service to be provided or completed during a specific time period. 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 contract’s terms with little exposure to either project performance or market factors. No Reserves or Resources can be attributed to these activities.
Qualified Reserves Auditor	1.2	A reserves evaluator who (1) has a minimum of ten years of practical experience in petroleum engineering or petroleum production geology, with at least five years of such experience being in responsible charge of the estimation and evaluation of Reserves information; and (2) either (a) has obtained from a college or university of recognized stature a bachelor’s or advanced degree in petroleum engineering, geology, or other discipline of engineering or physical science or (b) has received, and is maintaining in good standing, a registered or certified professional engineer’s license or a registered or certified professional geologist’s license, or the equivalent, from an appropriate governmental authority or professional organization. (see SPE 2007 “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information”)
Qualified Reserves Evaluator	1.2	A reserves evaluator who (1) has a minimum of five years of practical experience in petroleum engineering or petroleum production geology, with at least three years of such experience being in the estimation and evaluation of Reserves information; and (2) either (a) has obtained from a college or university of recognized stature a bachelor’s or advanced degree in petroleum engineering, geology, or other discipline of engineering or physical science or (b) has received, and is maintaining in good standing, a registered or certified professional engineer’s license or a registered or certified professional geologist’s license, or the equivalent, from an appropriate governmental authority or professional organization. (modified from SPE 2007 “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information”)
Range of Uncertainty	2.2	The range of uncertainty of the in-place, recoverable, and/or potentially recoverable quantities; may be represented by either deterministic estimates or by a probability distribution. (See Resources Categories.)
Raw Production	3.2.1	All components, whether hydrocarbon or other, produced from the well or extracted from the mine (hydrocarbons, water, impurities such as non-hydrocarbon gases, etc.).
Reasonable Certainty	2.2.2	If deterministic methods for estimating recoverable resources quantities are used, then reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the estimated quantities will be recovered. Typically attributed to Proved Reserves or 1C Resources quantities.
Reasonable Expectation	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. (Differs from reasonable certainty, which applies to resources quantity technical confidence, while reasonable expectation relates to commercial confidence.)

Recoverable Resources	1.1 Table 1	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible by the project from either discovered or undiscovered accumulations.
Recovery Efficiency	1.2	A numeric expression of that portion (expressed as a percentage) of in-place quantities of petroleum estimated to be recoverable by specific processes or projects, most often represented as a percentage. It is estimated using the recoverable resources divided by the hydrocarbons initially in-place. It is also referenced to timing; current and ultimate (or estimated ultimate) are descriptors applied to reference the stage of the recovery. (Also called recovery factor.)
Reference Point	3.2.1	A defined location within a petroleum extraction and processing operation where quantities of produced product are measured under defined conditions before custody transfer (or consumption). Also called point of sale, terminal point, or custody transfer point.
Report	2.0	The presentation of evaluation results within the entity conducting the assessment. Should not be construed as replacing requirements for public disclosures under guidelines established by regulatory and/or other government agencies.
Reserves	1.1 Table 1	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 (as of a given date) based on the development project(s) applied.
Reservoir	1.2	A subsurface rock formation that contains an individual and separate natural accumulation of petroleum that is confined by impermeable barriers, pressure systems, or fluid regimes (conventional reservoirs), or is confined by hydraulic fracture barriers or fluid regimes (unconventional reservoirs).
Resources	1.1	Term used to encompass all quantities of petroleum (recoverable and unrecoverable) naturally occurring in an accumulation 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.)
Resources Categories	2.2 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 and contractual changes). The resource quantity uncertainty range within a single resources class is reflected by either the 1P, 2P, 3P, Proved, Probable, Possible, or 1C, 2C, 3C or 1U, 2U, 3U resources categories.
Resources Classes	2.1 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 likelihood of commerciality.
Resources Type	2.4	Describes the accumulation and is determined by the combination of the type of hydrocarbon and the rock in which it occurs.
Revenue-Sharing Contract	3.3.2	Contracts that are very similar to the PSCs with the exception of contractor payment in these contracts, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Risk	2.1.3	The probability of loss or failure. Risk is not synonymous with uncertainty. 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	3.3	Risk and reward associated with oil and gas production activities are attributed primarily from the variation in revenues cause by technical and economic risks. The exposure to risk in conjunction with entitlement rights is required to support an entity's resources recognition. Technical risk affects an entity'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.
Risk Service Contract (RSC)	3.3	Agreements that are very similar to the production-sharing agreements in that the risk is borne by the contractor but the mechanism of contractor payment is different. With a RSC, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Royalty	3.3.1	A type of entitlement interest in a resource that is free and clear of the costs and expenses of development and production to the royalty interest owner. A royalty is commonly retained by a resources owner (lessor/host) when granting rights to a producer (lessee/contractor) to develop and produce that resource. Depending on the specific terms defining the royalty, the payment obligation may be expressed in monetary terms as a portion of the proceeds of production or as a right to take a portion of production in-kind. The royalty terms may also provide the option to switch between forms of payment at discretion of the royalty owner.
Sales	3.2	The quantity of petroleum and any non-hydrocarbon product delivered at the custody transfer point (reference point) with specifications and measurement conditions as defined in the sales contract and/or by regulatory authorities.
Shale Gas	2.4	Although the terms shale gas and tight gas are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low-permeability tight formations, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight gas production
Shale Oil	2.4	Although the terms shale oil and tight oil are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low-permeability tight formations, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight oil production
Shut-In Resources	2.1.3.6 Table 2	Resources planned to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate, but which have not started producing; (2) wells that were shut-in for market conditions or pipeline connections; or (3) wells not capable of production for mechanical reasons that can be remediated at a limited cost compared to the cost of the well.
Split Classification	2.2	A single project should be uniquely assigned to a sub-class along with its uncertainty range. For example, a project cannot have quantities categorized as 1C, 2P, and 3P. This is referred to as "split classification." If there are differing commercial conditions, separate sub-classes should be defined.
Split Conditions	2.2	The uncertainty in recoverable quantities is assessed for each project using resources categories. The assumed commercial conditions are associated with resource classes or sub-classes and not with the resources categories. For example, the product price assumptions are those assumed when classifying projects as Reserves, and a different price would not be used for assessing Proved versus Probable reserves. That would be referred to as "split conditions."
Stochastic	4.2.3	Adjective defining a process involving or containing a random variable or variables or involving likelihood or probability, such as a stochastic simulation.

Sub-Commercial	1.1	A project subdivision that is applied to discovered resources that occurs if either the technical or commercial maturity conditions of project have not yet been achieved. 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. Sub-commercial projects are classified as Contingent Resources.
Sunk Cost	3.1.2	Money spent before the effective date and that cannot be recovered by any future action. Sunk costs are not relevant to future business decisions because the cost will be the same regardless of the outcome of the decision. Sunk costs differ from committed (obligated) costs, where there is a firm and binding agreement to spend specified amounts of money at specific times in the future (i.e., after the effective date).
Synthetic Crude Oil	3.2.9	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. Synthetic crude oil may contain sulfur or other non-hydrocarbon compounds and has many similarities to crude oil.
Taxes	3.1.1	Obligatory contributions to the public funds, levied on persons, property, or income by governmental authority.
Technical Forecast	2.1.2	The forecast of produced resources quantities that is defined by applying only technical limitations (i.e., well-flow-loading conditions, well life, production facility life, flow-limit constraints, facility uptime, and the facility's operating design parameters). Technical limitations do not take into account the application of either an economic or license cutoff. (See also Technically Recoverable Resources).
Technical Uncertainty	2.2	Indication of the varying degrees of uncertainty in estimates of recoverable quantities influenced by the range of potential in-place hydrocarbon resources within the reservoir and the range of the recovery efficiency of the recovery project being applied.
Technically Recoverable Resources	1.1	Those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial or accessibility considerations.
Technology Under Development	2.1.1	Technology that is currently under active development and that has not been demonstrated to be commercially viable. There should be sufficient direct evidence (e.g., a test project/pilot) to indicate that the technology may reasonably be expected to be available for commercial application.
Tight Gas	2.4	Gas that is trapped in pore space and fractures in very low-permeability rocks and/or by adsorption on kerogen, and possibly on clay particles, and is released when a pressure differential develops. It usually requires extensive hydraulic fracturing to facilitate commercial production. Shale gas is a sub-type of tight gas.
Tight Oil	2.4	Crude oil that is trapped in pore space in very low-permeability rocks and may be liquid under reservoir conditions or become liquid at surface conditions. Extensive hydraulic fracturing is invariably required to facilitate commercial maturity and economic production. Shale oil is a sub-type of tight oil.
Total Petroleum Initially-in-Place	1.1	All estimated quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
Uncertainty	2.2	The range of possible outcomes in a series of estimates. For recoverable resources 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	2.4	Unconventional resources exist in petroleum accumulations that are pervasive throughout a large area and lack well-defined OWC or GWC (also called “continuous-type deposits”). Such resources cannot be recovered using traditional recovery projects owing to fluid viscosity (e.g., oil sands) and/or reservoir permeability (e.g., tight gas/oil/CBM) that impede natural mobility. Moreover, the extracted petroleum may require significant processing before sale (e.g., bitumen upgraders).
Undeveloped Reserves	2.1.3.5 Table 2	Those 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 and completing a new well) is required to recomplete an existing well.
Undiscovered Petroleum Initially-in-Place	1.1	That quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
Unrecoverable Resources	1.1	Those quantities of discovered or undiscovered PIIP that are assessed, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered owing to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.
Upgrader	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. While the detailed process varies, the underlying concept is to remove carbon through coking or to increase hydrogen by hydrogenation processes using catalysts.
Wet Gas	3.2.3	Natural gas from which no liquids have been removed before the reference point. The wet gas is accounted for in resources assessments, and there is no separate accounting for contained liquids. It should be recognized that this is a resources assessment definition and not a phase behavior definition.
Working Interest	3.3	An entity's equity interest in a project before reduction for royalties or production share owed to others under the applicable fiscal terms.



דוח דירקטוריון



2020

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ב'

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח הדירקטוריון של השותף הכללי לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020

דירקטוריון דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: "השותף הכללי"), מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020 (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

ביום 31.12.2019 החלה הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן למשק המקומי ובחודש ינואר 2020 החלה הזרמת הגז הטבעי לירדן ולמצרים.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, עיקר עיסוקה של השותפות הינו בחיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי, קונדנסט ונפט בישראל ובקפריסין, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי מנכסי השותפות. במקביל, בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות בתחום החיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי ונפט באגן הים התיכון. בהתאם לקבוע במתווה הגז (ראה ביאור 12ב1 לדוחות הכספיים המצורפים), נדרשת השותפות להעביר עד לחודש דצמבר 2021 את מלוא זכויותיה בחזקות תמר I/12 ודלית I/13 (להלן ביחד: "תמר ודלית"). על כן, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בכוונת השותפות למקד בתקופה הקרובה את מאמציה במציאת פתרון מיטבי לקיום דרישות מתווה הגז, ובמסגרת זו בכוונתה לפעול בעיקר לקידום האפשרות למכירת הזכויות האמורות לצד שלישי. במקביל, פועלת השותפות לקידום מתווה אפשרי לפיצול נכסיה, לפיו יועברו כלל נכסי השותפות, למעט זכויותיה בחזקות תמר ודלית ובפרויקט ים-תטיס, לתאגיד אנגלי חדש (להלן: "התאגיד האנגלי") כנגד הקצאת מניות אשר תחולקנה למחזיקי יחידות ההשתתפות, ובהמשך לכך יבצע התאגיד האנגלי הנפקת מניות למשקיעים זרים וירשום את מניותיו למסחר בבורסה בלונדון ובבורסה בת"א. לפרטים ראה ביאור 1 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

הרווח הנקי של השותפות לשנת 2020 הסתכם לסך של כ- 365 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 224 מיליון דולר אשתקד. הגידול ברווח, נובע בעיקר מתחילת הפקת הגז ממאגר לווייתן לשוק המקומי ולשווקים אזוריים. מנגד, בשנת הדוח נרשמו עלויות אשראי, אשר אשתקד הוונו לעלות פרויקט לווייתן.

הרווח הנקי של השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2020, הסתכם לסך של כ- 142 מיליון דולר לעומת סך של כ- 78 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה ברווח הנקי נבעה בעיקר מהפקת הגז ממאגר לווייתן לשוק המקומי ולשווקים האזוריים וכן מגידול בהכנסות משערוך תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין. מנגד, ברבעון הרביעי של שנת 2020 נרשמו עלויות אשראי, אשר ברבעון הרביעי אשתקד הוונו לעלות פרויקט לווייתן.

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל

להלן נתונים עיקריים לגבי הדוחות על הרווח הכולל של השותפות, באלפי דולר :

2019	10-12/19	2020	10-12/20	7-9/20	4-6/20	1-3/20	
							הכנסות
453,344	113,408	919,122	244,023	282,179	167,731	225,189	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
94,318	26,588	154,264	40,284	47,961	27,509	38,510	בניכוי תמלוגים
359,026	86,820	764,858	203,739	234,218	140,222	186,679	הכנסות, נטו
							הוצאות ועלויות:
40,731	8,801	113,957	35,298	30,720	24,081	23,858	עלות הפקת הגז והקונדנסט
67,581	17,475	111,807	28,286	30,699	28,248	24,574	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
14,298	4,625	3,611	619	928	749	1,315	הוצאות כלליות אחרות
11,130	2,964	14,630	3,581	5,154	3,254	2,641	הוצאות הנהלה וכלליות
133,740	33,865	244,005	67,784	67,501	56,332	52,388	סה"כ הוצאות ועלויות
(474)	-	-	-	-	-	-	הוצאות אחרות
(36,645)	(5)	(7,707)	(3,934)	(3,778)	-	5	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברות כלולות, נטו
188,167	52,950	513,146	132,021	162,939	83,890	134,296	רווח תפעולי לפני היטל רווחי נפט וגז
4,620	5,934	(3,837)	(3,837)	-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
192,787	58,884	509,309	128,184	162,939	83,890	134,296	רווח תפעולי
(47,487)	(11,212)	(232,512)	(51,537)	(70,912)	(57,461)	(52,602)	הוצאות מימון
78,390	30,713	88,323	65,791	11,123	8,836	2,573	הכנסות מימון
30,903	19,501	(144,189)	14,254	(59,789)	(48,625)	(50,029)	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
223,690	78,385	365,120	142,438	103,150	35,265	84,267	רווח נקי
							רווח (הפסד) כולל אחר בגין פריטים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
(5,150)	1,037	(4,757)	-	(166)	1,895	(6,486)	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
(1,830)	(559)	7,360	-	6,827	575	(42)	העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
(6,980)	478	2,603	-	6,661	2470	(6,528)	סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
(41,256)	(4,840)	(29,322)	4,524	1,545	584	(35,975)	רווח (הפסד) מהשקעה במכשירים הוניים שיועזו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
(48,236)	(4,362)	(26,719)	4,524	8,206	3,054	(42,503)	סך הכל רווח (הפסד) כולל אחר לתקופה
175,454	74,023	338,401	146,962	111,356	38,319	41,764	סה"כ רווח כולל
10.5	2.6	15.5	4.4	4.6	2.9	3.6	מכירות גז ב- BCM¹
482	123	944	270	320	141	213	מכירות קונדנסט בישראל ב- אלפי חביות²

¹ הנתונים מתייחסים למכירות גז טבעי (100%) מהפרויקטים תמר ולוויתן (אשתקד תמר וים תטיס), מעוגלים לעשירית ה-BCM.

² הנתונים מתייחסים למכירות קונדנסט (100%) מהפרויקטים תמר ולוויתן (אשתקד תמר בלבד) מעוגלים לאלפי חביות, ראה גם ביאור ת12 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך בדבר הסכמים בקשר עם מכירות הקונדנסט ממאגר לוויתן.

הכנסות, נטו הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 765 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 359 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 113%. העלייה נובעת בעיקר מתחילת ההפקה ממאגר לווייתן כאמור לעיל. בשנת הדוח נמכרו מהמאגרים תמר ולווייתן (100%) כ- BCM 15.5 גז טבעי לעומת כ- BCM 10.5 אשתקד, מתוכם כ- BCM 11.2 לשוק המקומי וכ- BCM 4.3 ליצוא (אשתקד כ- BCM 10.3 לשוק המקומי וכ- BCM 0.2 ליצוא).

הכנסות השותפות, נטו, ממאגר לווייתן בשנת הדוח הסתכמו לכ- 501 מיליון דולר, ומשקפות היקף מכירות של כ- BCM 7.3 (חלק השותפות כ- BCM 3.3). הכנסות השותפות, נטו, ממאגר תמר בשנת הדוח הסתכמו לכ- 264 מיליון דולר, ומשקפות היקף מכירות של כ- BCM 8.2 (חלק השותפות כ- 1.8 BCM) לעומת הכנסות, נטו, ממאגר תמר אשתקד של כ- 356 מיליון דולר, המשקפות היקף מכירות של כ- BCM 10.4 (חלק השותפות כ- BCM 2.3). הירידה בהכנסות ממאגר תמר בתקופה נבעה בעיקר מהתפשטות נגיף הקורונה (ראה סעיף 13) ומתחילת ההפקה ממאגר לווייתן. להלן טבלה המתארת את כמויות הגז (100%) אשר נמכרו בשנת הדוח לפי מאגר ולפי מיקום הלקוחות:

שנת 2020 (BCM)				
ישראל	ירדן	מצרים	סה"כ	
7.7	0.2	0.3	8.2	תמר
3.5	1.9	1.9	7.3	לווייתן
11.2	2.1	2.2	15.5	סה"כ

שנת 2019 (BCM)				
ישראל	ירדן	מצרים	סה"כ	
10.2	0.2	-	10.4	תמר
0.1	-	-	0.1	ים תטיס
-	-	-	-	לווייתן
10.3	0.2	-	10.5	סה"כ

הכנסות נטו הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 204 מיליון דולר לעומת סך של כ- 87 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, עלייה של כ- 135%. העלייה נובעת בעיקר מתחילת ההפקה ממאגר לווייתן כאמור לעיל. ברבעון הרביעי של שנת 2020 נמכרו מהמאגרים תמר ולווייתן (100%) כ- BCM 4.4 גז טבעי לעומת כ- BCM 2.6 בתקופה המקבילה אשתקד, מתוכם כ- BCM 3.1 לשוק המקומי וכ- BCM 1.3 ליצוא (בתקופה המקבילה אשתקד כ- BCM 2.5 לשוק המקומי וכ- BCM 0.1 ליצוא).

הכנסות השותפות, נטו, ממאגר לווייתן ברבעון הרביעי של שנת 2020 הסתכמו לכ- 129 מיליון דולר. היקף המכירות ממאגר לווייתן עמד ברבעון הרביעי של שנת 2020 על כ- BCM 1.9 (חלק השותפות כ- BCM 0.9). הכנסות השותפות, נטו, ממאגר תמר ברבעון הרביעי של שנת 2020 הסתכמו לכ- 75 מיליון דולר. היקף המכירות ממאגר תמר עמד ברבעון הרביעי של שנת 2020 על כ- BCM 2.5 (חלק השותפות כ- BCM 0.5).

הכנסות, נטו, ממאגר תמר בתקופה המקבילה אשתקד עמדו על כ- 87 מיליון דולר. היקף המכירות ממאגר תמר עמד ברבעון הרביעי אשתקד על כ- BCM 2.6 (חלק השותפות כ- BCM 0.6). הירידה בהכנסות ממאגר תמר בתקופה נבעה בעיקר מהסיבות המפורטות לעיל.

עלות הפקת הגז והקונדנסט כוללת בעיקר הוצאות ניהול ותפעול בפרויקטים תמר ולווייתן הכוללות, בין היתר, הוצאות שינוע והובלה, שכר עבודה, יעוץ, תחזוקה, ביטוח והולכת גז טבעי למצרים. עלות הפקת הגז והקונדנסט הסתכמה בשנת הדוח לסך של כ- 114 מיליון דולר לעומת סך של כ- 41 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 180%. העלייה בשנת הדוח ביחס לאשתקד נובעת בעיקר מתחילת ההפקה ממאגר לווייתן אשר קוזה באמצעות ירידה של כ- 15 מיליון דולר (חלק השותפות) בעלות הפקת הגז ממאגר תמר לעומת אשתקד, אשר נבעה בעיקר מירידה בהוצאות שדרוג ציוד בפלטפורמת תמר שבוצעה אשתקד.

עלות הפקת הגז והקונדנסט ברבעון הרביעי של שנת 2020, הסתכמה לסך של כ- 35 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 9 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה נבעה בעיקר מהוצאות בסך של כ- 27 מיליון דולר בגין עלות ההפקה והולכת הגז ממאגר לווייתן.

הוצאות פחת אזילה והפחתות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 112 מיליון דולר לעומת סך של כ- 68 מיליון דולר אשתקד. הוצאות הפחת בשנת הדוח כוללות בעיקר פחת אזילה בפרויקטים תמר ולויתן. העלייה נובעת בעיקר מרישום לראשונה של פחת אזילה בפרויקט לויתן אשר קוזה על ידי ירידה בהוצאות פחת האזילה והפחתות בפרויקטים תמר וים תטיס. לפרטים בדבר השפעת השינוי באומדן העתודות המשמשות בסיס להפחתת נכסי הנפט והגז ראה ביאור 2א1ה לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

הוצאות פחת והפחתות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 28 מיליון דולר לעומת סך של כ- 17 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הוצאות הפחת בתקופת הדוח כוללות פחת אזילה בעיקר בפרויקטים תמר ולויתן. העלייה נובעת בעיקר מהסיבות האמורות לעיל.

הוצאות כלליות אחרות כוללות, בין היתר, הוצאות גיאולוגים, מהנדסים וייעוץ וכן הוצאות הנהלה וכלליות של פרויקטים שונים. הוצאות כלליות אחרות הסתכמו לסך של כ- 4 מיליון דולר וכוללות, בין היתר, הוצאות בפרויקט לויתן והוצאות בפרויקט קפריסין. אשתקד, הסתכמו ההוצאות הכלליות האחרות לסך של כ- 14 מיליון דולר וכללו, בין היתר, הוצאות בפרויקט לויתן בסך של כ- 11 מיליון דולר והוצאות בפרויקט קפריסין בסך של כ- 1 מיליון דולר. הירידה בשנת הדוח נובעת בעיקר מסיווג הוצאות הנהלה של מפעילת פרויקט לויתן לסעיף "עלות הפקת הגז והקונדנסט" עקב תחילת ההפקה ממאגר לויתן.

הוצאות כלליות אחרות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 1 מיליון דולר לעומת סך של כ- 5 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. הירידה ברבעון הרביעי של שנת 2020 לעומת הרבעון המקביל אשתקד, נובעת בעיקר מהסיבה האמורה לעיל.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 15 מיליון דולר לעומת סך של כ- 11 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- 3 מיליון דולר (אשתקד, כ- 2 מיליון דולר) שנרשמו כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל השליטה בו והנובעות בעיקר מעלויות הממומנות על ידי השותף הכללי, אשר בהתאם להסכם השותפות אינן מועמסות על השותפות. העלייה בהוצאות הנהלה והכלליות בשנת הדוח נבעה בעיקר מעלייה בהוצאות בגין שירותים מקצועיים וכן מעלייה בהוצאות בגין ביטוח נושאי משרה ודירקטורים בשותפות.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 4 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 3 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. העלייה ברבעון הרביעי של שנת 2020 לעומת הרבעון המקביל אשתקד, נובעת מהסיבות האמורות לעיל.

הוצאות אחרות בתקופה המקבילה אשתקד בסך של כ- 0.5 מיליון דולר נבעו מעדכון נכסים אחרים לזמן ארוך.

חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברה כלולה, נטו הסתכם בשנת הדוח להפסד בסך של כ- 8 מיליון דולר לעומת הפסד בסך של כ- 37 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. ההפסד בתקופה נבע מהחברה הכלולה EMED PIPELINE BV (להלן: "EMED") המחזיקה ב- 39% ממניות חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E ("EMG"). ההפסד אשתקד נבע בעיקר מהתאמת שווי ההשקעה במניות תמר פטרוליום בע"מ לשווי השוק שלה עד למועד שבו הופסק הטיפול בהשקעה לפי שיטת שווי מאזני. ברבעון הרביעי של שנת 2020 נרשם הפסד מהחברה הכלולה בסך של כ- 4 מיליון דולר.

היטל רווחי נפט הסתכם בשנת הדוח להוצאה בסך של כ- 4 מיליון דולר הנובע מהיטל שוטף החל בשנת הדוח בגין פרויקט תמר, לעומת הכנסה בסך של כ- 5 מיליון דולר אשתקד, הנובעת מעדכון הפרשה להיטל רווחי נפט וגז בהתאם לדוחות היטל שהוגשו בגין שנים קודמות בקשר עם פרויקט ים תטיס.

הוצאות המימון הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 232 מיליון דולר לעומת סך של כ- 47 מיליון דולר אשתקד. עיקר הוצאות המימון נבעו מריבית בגין אגרות חוב ובגין התחייבויות לתאגידים בנקאיים בסך של כ- 229 מיליון דולר (אשתקד כ- 194 מיליון דולר, מהם היוונה השותפות לפרוייקט לווייתן סך של כ- 147 מיליון דולר). העלייה בהוצאות המימון בתקופת הדוח לעומת אשתקד נובעת בעיקר מהפסקת הויון עלויות האשראי לפרוייקט לווייתן עם סיום שלב ההקמה ותחילת הפקת הגז מהפרוייקט וכן מהפחתת יתרת הוצאות עלויות גיוס חובות שנפרעו בפרעון מוקדם, כולל הוצאות גידור ריבית הליבור.

לעניין הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד שהושלמה בחודש אוגוסט 2020 ראה ביאור 10ג לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך וכן פרק רביעי להלן.

הוצאות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 52 מיליון דולר לעומת סך של כ- 11 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. עיקר הוצאות המימון נבעו מריבית בגין אגרות חוב בסך של כ- 51 מיליון דולר (אשתקד הוצאות בגין אגרות חוב ובגין התחייבויות לתאגידים בנקאיים כ- 51 מיליון דולר, מהם היוונה השותפות לפרוייקט לווייתן סך של כ- 41 מיליון דולר). העלייה בהוצאות המימון בתקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד נובעת בעיקר מהסיבות המפורטות לעיל.

הכנסות המימון בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 88 מיליון דולר לעומת סך של כ- 78 מיליון דולר אשתקד. העלייה נובעת בעיקר משערוך תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין ומהלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין (להלן ביחד: "**סכומים לקבל**") בסך של כ- 83 מיליון דולר לעומת סך של כ- 57 מיליון דולר אשתקד. לפרטים נוספים בקשר עם שערוך סכומים לקבל ראה נספח ג, ביאור 8ב לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך וכן הערכת שווי תמלוגים המצורפת בהמשך.

הכנסות המימון הסתכמו ברבעון הרביעי של שנת 2020 לסך של כ- 66 מיליון דולר ונבעו בעיקר מעדכון תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין כאמור לעיל, לעומת הכנסות בסך של כ- 31 מיליון דולר אשר נבעו בעיקר משערוך תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין אשתקד.

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

א. מצב כספי

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2020 לעומת הדוח על המצב הכספי ליום 31.12.2019:

סך המאזן ליום 31.12.2020 הסתכם לסך של כ- 4,585 מיליון דולר לעומת סך של כ- 4,503 מיליון דולר ליום 31.12.2019.

הנכסים השוטפים הסתכמו לסך של כ- 418 מיליון דולר ליום 31.12.2020 לעומת סך של כ- 368 מיליון דולר ליום 31.12.2019. השינוי נבע בעיקר מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים** ליום 31.12.2020 מסתכמים לסך של כ- 70 מיליון דולר לעומת סך של כ- 171 מיליון דולר ליום 31.12.2019. הירידה בשנת הדוח נבעה בעיקר מהשקעות השותפות ומתפעול הפרוייקטים השונים, מחלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות, תשלומי ריבית למחזיקי אגרות חוב ולתאגידים בנקאיים וכן מתשלומי מס ואיזון אשר קוזה בעיקר על ידי תקבולי הנפקת לווייתן בונד (ראה סעיף ג' להלן) וכן מהכנסות השותפות ממכירת גז בפרוייקט לווייתן.

(2) **השקעות לזמן קצר** ליום 31.12.2020 מסתכמות לסך של כ- 169 מיליון דולר לעומת סך של כ- 63 מיליון דולר ליום 31.12.2019, וכוללות בעיקר פקדונות המשמשים ככרית בטחון לאגרות חוב תמר בונד בסך של כ- 35 מיליון דולר (אשתקד כ- 63 מיליון דולר) ופקדון המשמש ככרית בטחון לאגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ- 134 מיליון דולר. הגידול בפקדונות כאמור נבע בעיקר מתקבולים בגין מכירת גז ממאגר לווייתן.

(3) **סעיף הלקוחות** ליום 31.12.2020 מסתכם לסך של כ- 146 מיליון דולר לעומת סך של כ- 47 מיליון דולר ליום 31.12.2019. הגידול ביתרת הלקוחות נובע מיתרת לקוחות בפרוייקט לווייתן בעקבות תחילת הפקת הגז מהפרוייקט.

(4) **סעיף חייבים ויתרות חובה** ליום 31.12.2020 מסתכם לסך של כ- 32.8 מיליון דולר לעומת סך של כ- 86.9 מיליון דולר ליום 31.12.2019. הירידה נובעת בעיקר מירידה ביתרת מפעיל העסקאות המשותפות בפרויקט לווייתן.

הנכסים הלא שוטפים ליום 31.12.2020 מסתכמים לסך של כ- 4,167 מיליון דולר לעומת סך של כ- 4,135 מיליון דולר ביום 31.12.2019, כמפורט להלן:

(1) **השקעות בנכסי נפט וגז** ליום 31.12.2020 מסתכמות לסך של כ- 3,440 מיליון דולר לעומת סך של כ- 3,429 מיליון דולר ליום 31.12.2019. התנועה בשנת הדוח נבעה בעיקר מהשקעות בפרויקטים לווייתן ותמר בסך של כ- 95 מיליון דולר וכן בנכסי חיפוש והערכה בסך של כ- 8 מיליון דולר. מנגד רשמה השותפות הוצאות פחת, אזילה והפחתות בפרויקטים תמר ולווייתן בסך של כ- 91 מיליון דולר. ראה גם ביאור 21א להדוחות הכספיים המצורפים בהמשך בדבר שינוי באומדן העתודות המשמשות בסיס להפחתת נכסי הגז והנפט.

(2) **השקעה בחברה הכלולה** ליום 31.12.2020 הסתכמה לסך של כ- 67 מיליון דולר לעומת סך של כ- 75 מיליון דולר ליום 31.12.2019 והיא כללה את ההשקעה במניות חברת EMED. הירידה נבעה מרישום הפסד בגין השקעה בחברה כלולה בתקופת הדוח שנבע ברובו מהפחתת עודף עלות רכישה. ראה ביאור 6 לדוחות הכספיים ליום 31.12.2020.

(3) **פקדונות בבנקים לזמן ארוך** ליום 31.12.2020 מסתכמים לסך של כ- 100 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 103 מיליון דולר ליום 31.12.2019. היתרה ליום 31.12.2019 כללה פיקדון לזמן ארוך בסך של כ- 102.5 מיליון דולר ששימש לפירעון קרן אגרות החוב תמר בונד 2020. היתרה ליום 31.12.2020 כוללת בעיקר פקדון בסך של כ- 100 מיליון דולר המשמש ככרית בטחון לפירעון אגרות החוב לווייתן בונד אשר הונפקו בחודש אוגוסט 2020 כאמור בביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך ובסעיף ג' להלן.

(4) **נכסים אחרים לזמן ארוך** ליום 31.12.2020 הסתכמו לסך של כ- 559 מיליון דולר לעומת סך של כ- 528 מיליון דולר ליום 31.12.2019. העליה נבעה בעיקר מגידול בשווי הוגן של תמלוגים ותקבולים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 69 מיליון דולר. מנגד חלה ירידת שער מניה של נכס פיננסי הנמדד בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר בסך של כ- 29 מיליון דולר וסיווג תקבולים לקבל ממכירת חזקות כריש בסך של כ- 14 מיליון דולר לנכסים השוטפים.

ההתחייבויות השוטפות ליום 31.12.2020 מסתכמות לסך של כ- 566 מיליון דולר לעומת סך של כ- 825 מיליון דולר ליום 31.12.2019, כמפורט להלן:

(1) **אגרות חוב - חלויות שוטפות** של אגרות חוב סדרה א' אשר עומדות לפירעון בחודש דצמבר 2021, בסך של כ- 394 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) לעומת אגרות חוב תמר בונד בסך של כ- 319 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) ליום 31.12.2019. אגרות החוב של תמר בונד סדרה 2020 נפרעו במהלך שנת 2020 כדלקמן: קרן בסך 240 מיליון דולר בפירעון מוקדם בחודש יולי 2020 והיתרה בסך 80 מיליון דולר במועדן בחודש דצמבר 2020. ראה גם סעיף ג' להלן.

(2) **ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים -** ליום 31.12.2019 הסתכמו לסך של כ- 297 מיליון דולר (בניכוי עלויות גיוס), ויועדו להיפרע בחודש דצמבר 2020. ההתחייבויות נפרעו בפירעון מוקדם בחודש אוגוסט 2020 במסגרת הנפקת אגרות החוב לווייתן בונד, כאמור בסעיף ג' להלן ובביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

(3) **הפרשה לתשלומי איזון ומס -** בחודש דצמבר 2020 הודיעה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלום איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 117 מיליון ש"ח (כ- 36 מיליון דולר), אשר בוצעו בחודש ינואר 2021 והתבססו על אומדן הכנסה חייבת מוערכת לשנת המס 2020. בחודש דצמבר 2019 הודיעה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 116 מיליון ש"ח (כ- 34 מיליון דולר), אשר בוצעו בחודש ינואר 2020 והתבססו על אומדן הכנסה חייבת מוערכת לשנת המס 2019.

(4) **זכאים ויתרות זכות** ליום 31.12.2020 הסתכמו לסך של כ- 74 מיליון דולר, וזאת לעומת סך של כ- 175 מיליון דולר ליום 31.12.2019. הירידה נובעת בעיקר מקיטון בסעיף זכאים במסגרת העסקאות המשותפות בגין הפרויקטים לווייתן ותמר.

(5) **התחייבויות אחרות לזמן קצר** ליום 31.12.2020 הסתכמו לסך של כ- 62 מיליון דולר והן נובעות מסיווג חלק מההתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס לזמן הקצר.

התחייבויות לא שוטפות ליום 31.12.2020 מסתכמות לסך של כ- 3,021 מיליון דולר לעומת סך של כ- 2,865 מיליון דולר ליום 31.12.2019, כמפורט להלן:

(1) **אגרות חוב** מסתכמות ליום 31.12.2020 לסך של כ- 2,855 מיליון דולר לעומת סך של כ- 1,031 מיליון דולר ליום 31.12.2019. העלייה נובעת מהנפקת אגרות חוב לווייתן בונד בסך של 2,250 מיליון דולר אשר קוזה על ידי סווג אגרות חוב סדרה א' לזמן הקצר. היתרה ליום 31.12.2020 כוללת את אגרות חוב לווייתן בונד בסך של כ- 2,219 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) אשר הונפקו בחודש אוגוסט 2020 כאמור בביאור 10ג לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך ובסעיף ג' להלן ואת אגרות חוב תמר בונד בסך של כ- 635 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) (ראה חלק חמישי להלן).

(2) **התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך** ליום 31.12.2019, בניכוי חלויות שוטפות, הסתכמו לסך של כ- 1,630 מיליון דולר (בניכוי עלויות גיוס) ונפרעו בחודש אוגוסט 2020 במסגרת הנפקת אגרות החוב לווייתן בונד כאמור בביאור 10ג לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך ובסעיף ג' להלן.

(3) **התחייבויות אחרות לזמן ארוך** מסתכמות ליום 31.12.2020 לסך של כ- 166 מיליון דולר לעומת סך של כ- 203 מיליון דולר ליום 31.12.2019. עיקר הירידה נובעת מסיווג סך של כ- 62 מיליון דולר בגין התחייבות לסילוק נכסי פרויקט ים תטיס להתחייבויות שוטפות ומנגד עודכנו התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקטים ים תטיס, תמר ולווייתן בסך של כ- 23 מיליון דולר.

הון השותפות המוגבלת ליום 31.12.2020 מסתכם לסך של כ- 998 מיליון דולר לעומת סך של כ- 814 מיליון דולר ליום 31.12.2019. השינוי בהון נובע בעיקר מרווח כולל שנרשם בשנת הדוח בסך של כ- 338 מיליון דולר וכן מגידול בקרן הון בגין הטבה מבעל שליטה בסך של כ- 3 מיליון דולר, אשר קוזה על-ידי רוחים שחולקו ותשלומי מס ותשלומי איזון לשלם, בסך כולל של כ- 102 מיליון דולר ומקדמות מס הכנסה על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות, נטו, בסך של כ- 55 מיליון דולר.

ב. תזרים מזומנים

(1) **תזרים המזומנים נטו**, שנבע מפעילות שוטפת, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 329 מיליון דולר, לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות שוטפת, בסך של כ- 254 מיליון דולר אשתקד עיקר העלייה נובעת בעקבות תחילת הפקת הגז מפרויקט לווייתן.

(2) **תזרים המזומנים נטו**, ששימש לפעילות השקעה, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 242 מיליון דולר לעומת תזרים מזומנים נטו, בסך של כ- 704 מיליון דולר אשתקד. בשנת הדוח השקיעה השותפות סך של כ- 165 מיליון דולר בעיקר בפרויקטים תמר ולווייתן, לעומת סך של כ- 610 מיליון דולר אשתקד. פקדונות לזמן קצר המשמשים בעיקר ככריות בטחון לתמר בונד וללווייתן בונד עלו בשנת 2020 בסך של כ- 106 מיליון דולר, לעומת ירידה בסך של כ- 124 מיליון דולר אשתקד. בתקופת הדוח הפקידה שהשותפות 100 מיליון דולר בפקדון לזמן ארוך המשמש ככרית בטחון לאגרות חוב לווייתן בונד ומנגד משכה כ- 100 מיליון דולר פקדון לזמן ארוך אשר שימש ככרית בטחון לאגרות החוב תמר בונד במסגרת פירעון אגרות חוב תמר בונד סדרה 2020. יתרות חובה של מפעיל העסקאות המשותפות קטנו בסך של כ- 29 מיליון דולר וכן התקבלו כ- 15 מיליון דולר על חשבון הלוואה שניתנה במסגרת עסקת מכירת חזקות כריש ותנין.

(3) **תזרים המזומנים נטו**, ששימש לפעילות מימון, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 188 מיליון דולר, לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות מימון, בסך של כ- 477 מיליון דולר אשתקד. תזרים המזומנים מפעילות המימון נבע מהשלמת גיוס אגרות חוב לווייתן בונד (בניכוי הוצאות הנפקה) בסך של כ- 2,217 מיליון דולר וכנגדם נפרעו הלוואות מתאגידים בנקאיים בסך של כ- 2,050 מיליון דולר שחלקן נתקבלו אשתקד בסך של כ- 104 מיליון דולר (אשתקד כ- 688 מיליון דולר). מנגד, בוצע פירעון אגרות חוב תמר בונד 2020 בסך של כ- 320 מיליון דולר, חלוקת רווחים ותשלומי מס ואיזון בסך של כ- 134 מיליון דולר (אשתקד כ- 218 מיליון דולר).

יתרת המזומנים ושווי המזומנים ליום 31.12.2020 הסתכמה לסך של כ- 70 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 171 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2019.

ג. מימון

(1) ביום 18.8.2020 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על ידי לווייתן בונד בע"מ (להלן: **"המנפיקה"**), חברה ייעודית (SPC) המחזיקת במלואה על ידי השותפות, לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר, בהתאם ל- Rule 144A ו- Regulation S. לפרטים נוספים בדבר תנאי אגרות החוב ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך וחלק חמישי להלן.

(2) ביום 15.7.2020 ביצעה דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ (חברה בבעלות מלאה של השותפות) פרעון מוקדם חלקי של אגרות החוב תמר בונד 2020 בהיקף של 240 מיליון דולר (להלן: **"סכום הקרן"**), ושמועד פירעונה המקורי חל ביום 30 בדצמבר 2020. סכום הפירעון המוקדם כולל את סכום הקרן, בתוספת ריבית צבורה בסך כולל של כ-0.4 מיליון דולר ובתוספת דמי פירעון מוקדם בסך של כ-4.2 מיליון דולר (להלן: **"עמלת הפירעון המוקדם"**). יצוין, כי סכום עמלת הפירעון המוקדם נמוך מיתרת הריבית אשר הייתה משלמת דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, לו סכום הקרן היה נפרע במועדו המקורי. יתרת קרן אגרות החוב תמר בונד 2020 בסך של 80 מיליון דולר נפרעה במועדה. ראה גם חלק חמישי להלן.

ד. חלוקות רווחים תשלומי מס ותשלומי איזון:

- (1) ביום 9.1.2020 ביצעה השותפות תשלום בסך של כ-116 מיליון ש"ח (0.09909 ש"ח ליחידת השתתפות) אשר אושר על ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 12.12.2019. התשלום האמור כולל תשלומי מס למחזיקים זכאים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים.
- (2) ביום 12.2.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח חלוקה אשר תשמש לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (3) ביום 1.11.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח חלוקה אשר תשמש לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו בשנת 2021, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.
- (4) ביום 17.11.2020 אישרו דירקטוריון השותף הכללי, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, על חלוקת רווחים בסך של כ-66 מיליון דולר (0.055375 דולר ליחידת השתתפות של השותפות), כאשר המועד הקובע לחלוקה הינו 25.11.2020. חלוקת הרווחים כאמור הושלמה בחודש דצמבר 2020.
- (5) ביום 20.1.2021 ביצעה השותפות תשלום בסך של כ-117 מיליון ש"ח (0.0998676 ש"ח ליחידת השתתפות) אשר אושר על ידי דירקטוריון השותף הכללי ביום 25.12.2020. התשלום האמור כולל תשלומי מס למחזיקים זכאים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים.

ה. תכנית רכישה עצמית:

1. בישיבתו מיום 26.7.2020 אימץ דירקטוריון השותף הכללי בשותפות תוכנית רכישה עצמית של אגרות החוב (סדרה א' ו-תמר בונד) (להלן: **"תוכנית הרכישה"**) שתבוצע מעת לעת לפי שיקול דעת הנהלת החברה, בדרך של רכישה בבורסה או מחוץ לבורסה במשך תקופת התוכנית כמפורט להלן ובעלות כוללת של עד 50 מיליון דולר ארה"ב (אג"ח סדרה א' ואג"ח תמר בונד יחדיו). הרכישה העצמית תבוצע מהכספים המצויים בחשבונות השותפות שאינם משועבדים. תוכנית הרכישה הינה בתוקף מיום 27.7.2020 ועד ליום 31.12.2021. הדירקטוריון אישר את תוכנית הרכישה מהנימוקים העיקריים כמפורט להלן:
- א. במצב השוק הנוכחי, רכישה עצמית של אגרות חוב של השותפות מהווה הזדמנות עסקית וכלכלית ראויה לשותפות.
- ב. בעת הזאת, תכנית הרכישה העצמית של אגרות החוב של השותפות תאפשר את הקטנת היקף החוב נטו של השותפות, והיא צפויה לתרום ליכולת פירעון החוב של השותפות.
- ג. יצוין, כי תכנית הרכישה העצמית של אגרות החוב עומדת בהוראות שטרי הנאמנות של השותפות וכי אין באישור התכנית כדי להוות הפרה של התחייבויות השותפות כלפי מחזיקי אגרות החוב שלה.

ד. מובהר כי רכישת אגרות החוב תתבצע בכפוף להשלמת הליך המימון מחדש (אשר הושלם) של הלוואות שהועמדו לשותפות, בין היתר, לצורך מימון פרויקט לווייתן ("המימון מחדש"), כי אין בהחלטה האמורה כדי לחייב את השותפות לבצע את רכישת אגרות החוב, או כל חלק מהן, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל ו/או לרכוש אגרות חוב בהיקף נמוך יותר מזה שאושר.

מובהר, כי אין בהחלטת הדירקטוריון לאישור תוכנית הרכישה כדי לחייב את השותפות לבצע רכישת אגרות חוב במלוא סכום תכנית הרכישה או כל חלק ממנו, וביצוע הרכישה העצמית בפועל נתון לשיקול דעת הנהלת השותפות.

בהמשך להחלטת הדירקטוריון כאמור, ביצעה השותפות רכישות עצמיות של 11,413,393 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה א') בסך כולל של כ- 3 מיליון דולר.

2. בישיבתו מיום 17.11.2020 אימץ דירקטוריון השותף הכללי בשותפות תוכנית לרכישת אג"ח סדרה א' בעלות כוללת משוערת של עד 30 מיליון דולר (להלן: "התכנית"), בהתאם להנחיית רשות ניירות ערך מיום 26.7.2010 (עמדה 8-199) בעניין הגנת "נמל מבטחים" ברכישה עצמית של ניירות הערך על-ידי תאגיד (להלן "הנחיית נמל מבטחים"). הרכישות יבוצעו מעת לעת בתקופה שבין 19.11.2020 עד 31.12.2020, בעסקאות בבורסה או מחוץ לבורסה, על ידי נאמן באמצעות חבר בורסה (להלן: "חבר הבורסה"), אשר אין בינו לבין השותפות קשר עסקי מהותי, עימו תתקשר השותפות לשם יישום התכנית לרבות בדרך של נאמנות עיוורת, והכל לפי שיקול דעתו המוחלט של חבר הבורסה וללא התערבותה של השותפות.

יצוין כי, תוכנית זו החליפה את תוכנית הרכישה העצמית האמורה בסעיף 1 לעיל.

הדירקטוריון אישר את תוכנית הרכישה מהנימוקים העיקריים כמפורט להלן:

א. במצב השוק הנוכחי, רכישת עצמית של אגרות חוב של השותפות מהווה הזדמנות עסקית וכלכלית ראויה לשותפות.

ב. התכנית תאפשר את הקטנת היקף החוב של השותפות, וצפויה לתרום ליכולת פירעון החוב של השותפות.

ג. התכנית עומדת בהוראות שטר הנאמנות שעל בסיסו הונפקו אג"ח סדרה א' של השותפות ואין באישור התכנית כדי להוות הפרה של התחייבויות השותפות כלפי מחזיקי אג"ח סדרה א' של השותפות.

ד. התכנית עומדת בתנאים שנקבעו בנוהל רכישת עצמית שאימצה השותפות, וכן בהנחיית נמל מבטחים.

ה. אישור התכנית בהתאם להנחיית נמל מבטחים, יקטין את הסיכון כי החלטות ופעולות על פיה יתפרשו כהפרה של הוראות הדין, ובכלל זה לעניין איסור השימוש במידע פנים.

בהמשך להחלטת הדירקטוריון כאמור, ביצעה השותפות רכישות עצמיות של 7,450,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה א') בסך כולל של כ- 2 מיליון דולר.

ו. בהתאם להוראות תקנה 10(ב)(14) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), תש"ל - 1970 (להלן: "תקנות ניירות ערך"), תאגיד אשר קיימות לו, במועד פרסום הדוחות הכספיים, תעודות התחייבות במחזור, נדרש לבחון האם התקיימו לגבי סימני אזהרה כהגדרתם בתקנות ניירות ערך. אם התקיימו אחד או יותר מסימני האזהרה יצרף התאגיד גילוי בדבר תזרים מזומנים חזוי.

בהתאם לנתוני הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2020, לשותפות גירעון בהון החוזר בסך של כ- 148 מיליון דולר הנובע בעיקר מחלויות שוטפות של אגרות חוב (סדרה א'), העומדות לפירעון בחודש דצמבר 2021.

הנהלת השותפות הציגה בפני דירקטוריון השותף הכללי את כלל המקורות אשר יהיו עשויים לשמש את השותפות על מנת לעמוד בהתחייבויותיה בשנים הקרובות ובכלל זאת, את הכנסות השותפות החזויות מהפרויקטים תמר ולווייתן, תזרים צפוי מתמלוגים והחזר הלוואה ממכירת חזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש", יתרת המזומנים והפקדונות לזמן קצר וארוך בסך של כ- 398 מיליון דולר, אשר הצטברו בקופת השותפות (כולל כספים שהצטברו בקופת השותפות מתחילת השנה ועד למועד הדוח התקופתי), המיועדים לפעילות השוטפת ולפירעון התחייבויותיה, תוכניות השותפות למכירת החזקותיה, הישירות והעקיפות, בפרויקט תמר בהתאם להוראות מתווה הגז, וכן האפשרות העומדת בפני השותפות לגיוס הון בדרך של הצעת זכויות בסך של עד 300 מיליון דולר³.

3 ביום 17.5.2018 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ביצוע הנפקה של יחידות השתתפות ו/או ניירות ערך המימרים ליחידות השתתפות בדרך של הצעת זכויות למחזיקי יחידות ההשתתפות הקיימים במהלך תקופה שממועד אישור האסיפה כאמור ועד ליום 6.5.2021, בהיקף ובתנאים שייקבעו לפי החלטת השותף הכללי לצורך גיוס סכומים שיידרשו לדעת השותף הכללי לטובת מימון פעילותה השוטפת של השותפות, לרבות ביצוע השקעות בכספי הנפט של השותפות ופירעון התחייבויותיה

ביום 14.3.2021 דירקטוריון השותף הכללי בשותפות, לאחר שבחן את דוח המקורות והשימושים המשוער שהציגה לו הנהלת השותפות, תחת תרחישים שונים, התרשם כי, בהתבסס על ניסיון העבר, על יכולותיה המוכחות של השותפות בגיוסי כספים בשנים האחרונות ועל נכסי השותפות, ההנחות העומדות בבסיס הדוח הינן סבירות ובהתאם אין בגירעון האמור כדי להצביע על בעיית נזילות בשותפות, ובהתאם לכך לא מתקיים סימן אזהרה כהגדרת המונח בתקנה 10(ב)(14)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקפותיים ומידיים), התש"ל-1970. ראה גם סעיף ז' להלן בדבר משבר הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות.

ז. התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות

בסוף שנת 2019 ובמהלך הרבעון הראשון לשנת 2020 החל להתפשט בסין ולאחר מכן ברחבי העולם, נגיף הקורונה (Covid-19), אשר בחודש מרץ 2020 הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן: "משבר הקורונה").

במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020 נרשמו בשווקים הבינלאומיים ירידות חדות ביותר במחירי הנפט והגז הטבעי, אותן ניתן להערכת השותפות לייחס למשבר הקורונה, כמו גם לסיבות וגורמים נוספים המשפיעים על הביקוש וההיצע של מוצרי אנרגיה. עם זאת, לקראת סוף שנת 2020 ובמהלך החודשים הראשונים לשנת 2021 חלה התאוששות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם, לרבות במחירי הנפט וה-LNG. כמו כן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020, ובעיקר במהלך הרבעון השני, נרשמה בשוק המקומי סטגנציה בביקושים לגז טבעי לעומת התקופה המקבילה אשתקד וזאת בעיקר בשל השפעות משבר הקורונה על היקף הביקושים לחשמל בשווקים אלו, כתוצאה מסגרים ומהגבלות על הפעילות הכלכלית. יצוין כי, על אף הימשכות משבר הקורונה, נרשמה עלייה בביקושים לגז טבעי במחצית השנייה לשנת 2020 לעומת התקופה המקבילה אשתקד.

יצוין בהמשך למגמה כאמור בחודשים ינואר ופברואר 2021 נמכר גז טבעי ממאגר לווייתן בכמות של כ-0.9 BCM וכ-0.8 BCM בהתאמה וממאגר תמר כ-0.7 BCM וכ-0.6 BCM בהתאמה.

נכון למועד אישור הדוח, קיים קושי לאמוד כיצד ימשיך ויתפתח משבר הקורונה בשנים הבאות, מה יהיה היקף השפעתו על הכלכלה העולמית ומה תהיה השפעתו על הביקושים והמכירות מהמאגרים לווייתן ותמר בשנים הקרובות. בנסיבות אלו, משבר הקורונה מהווה סיכון מאקרו כלכלי גלובלי המייצר אי ודאות באשר לפעילות הכלכלית העתידית בעולם ולהשפעות הצפויות על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה ועלול לגרום לפגיעה בענפים רבים ובכלל זה בתחום האנרגיה בו פועלת השותפות.

כמו כן, בעקבות התפשטות משבר הקורונה, מדינות רבות, בכללן ישראל, נוקטות בצעדים קיצוניים בניסיון למנוע את התפשטות הנגיף, כגון הגבלות על תנועת אזרחים והתכנסויות, הגבלות תחבורתיות על נוסעים וסחורות, סגירת גבולות בין מדינות, וכיוצא באלה. מעבר להשפעתם השלילית של צעדים אלו על הצמיחה הכלכלית המקומית והעולמית, למגבלות ולפעולות בהן נוקטות וינקטו ישראל ומדינות אחרות להתמודדות עם משבר הקורונה עלולה להיות השפעה שלילית מהותית על תכניות העבודה של השותפות. כתוצאה מצעדים אלו, עשויים להיגרם עיכובים בכניסת מומחים זרים וכן באספקת ציוד ייעודי לתוך מדינת ישראל, עקב מגבלות החלות על תנועת אזרחים בין אתרים ומדינות וכן מגבלות על ייצור או שינוע החלות במדינות השונות, דבר שעלול, בין היתר, לשבש את פעילות ההפקה הסדירה, את תכניות העבודה של המפעילה ואף להשית עלויות נוספות בלתי צפויות. בקשר לכך, יצוין כי נובל, המפעילה בפרויקטים תמר ולווייתן, בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט ומשרד הבריאות, גיבשה תכנית פעולה להתמודדות עם משבר הקורונה, בין היתר, במגמה להבטיח, ככל שניתן, שכוח העבודה של המפעילה יוכל להגיע למתקני הפרויקטים בים וביבשה ולהמשיך בביצוע פעולות חיוניות במתקנים האמורים. נכון למועד אישור הדוח, משבר הקורונה לא הביא לפגיעה מהותית במערך התפעול בפרויקטים תמר ולווייתן. עם זאת, מאחר שקיימת אי ודאות לגבי אופן התפתחות משבר הקורונה קיים סיכון כי על אף צעדי המניעה הננקטים על ידי השותפים בפרויקטים ייפגע תפעול המאגרים.

הקיימות, וכן הסמיכה את השותף הכללי לקבוע את מבנה ההנפקה, היקפה ועיתויה, לפי שיקול דעתו הבלעדי והמוחלט, בכפוף לכך ששך כל תמורת ההנפקה (או ההנפקות) בתקופה הנ"ל לא יעלה על סך ש"ח השווה ל-300 מיליון דולר. ביצוע הנפקות כאמור יכול שיעשה בכל עת במסגרת תשקיף אחד או יותר ו/או דוח הצעת מדף אחד או יותר, כפי שייקבע על ידי השותף הכללי.

אזהרת מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות בדבר ההשלכות האפשרויות של נגיף הקורונה מהוות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בסעיף 32 א לחוק ניירות ערך, התשכ"ח 1968. מידע זה מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותפות נכון למועד דיווח זה ומתבסס על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה והנחיות הרשויות הרלוונטיות ואשר התממשותם אינה וודאית ואינה בשליטת השותפות.

ח. תוכנית עבודה לקיטון בתקציבי תפעול והשקעות:

כחלק מאסטרטגיית ההתמודדות עם משבר הקורונה, פעלו שותפי תמר, שותפי לווייתן ושותפי בלוק 12 בקפריסין, להתייעלות ולקיטון בתקציבי התפעול ולדחיית תקציבי השקעות מתוכננות לשנים מאוחרות יותר ובהתאם אישרו השותפים בפרויקטים הנ"ל תקציבים מעודכנים לשנת 2020, שהקיטון הכולל בפועל הסתכם לסך של כ- 179 מיליון דולר (במונחי 100%, חלק השותפות כ- 56 מיליון דולר), כדלקמן: בפרויקט לווייתן - קיטון של כ- 62 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 28 מיליון דולר); בפרויקט תמר קיטון של כ- 87 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 19 מיליון דולר); ובפרויקט בלוק 12 בקפריסין קיטון של כ- 30 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 9 מיליון דולר).

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

שינויים בשער החליפין שקל-דולר עשויים להשפיע על תוצאות השותפות במספר אופנים, כדלקמן: (א) מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר ארה"ב. מאחר שחלק מהוצאותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער השקל-דולר, ירידה בשער החליפין שקל-דולר (התחזקות של השקל מול הדולר) מגדילה הוצאות אלו במונחים דולריים; (ב) מאחר שמחירי הגז בהסכמי מכירת הגז מהמאגרים אשר השותפות שותפה בהם, נקבעים על-פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובין היתר, הצמדה לשער החליפין שקל/דולר והצמדה לתעריף ה-PUA, אשר מושפע בחלקו משער החליפין שקל-דולר. להיחלשות של השקל לעומת הדולר עלולה להיות השפעה שלילית שאינה מהותית על הכנסות השותפות; (ג) מאחר שהשותפות מדווחת על הכנסתה החייבת לצרכי מס בשקלים חדשים וכן משלמת את מקדמות המס בעבור בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות בשקלים חדשים, אזי שינויים בשער החליפין שקל-דולר, משפיעים על היקף הכנסתה החייבת של השותפות לצרכי מס וכן על היקף תזרים המזומנים המשמש לתשלום מקדמות המס כאמור.

ב. סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט

בחוזים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת הצמדה לתעריף ייצור החשמל, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent) והצמדה לשער החליפין שקל/דולר. בחוזים לאספקת גז טבעי עליהם חתמה השותפות נקבעו לצד נוסחאות המחיר גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי ההצמדה, אך אין ודאות שהשותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בחוזים חדשים שייחתמו על ידה בעתיד. ירידה בתעריף ייצור החשמל (בין היתר, כתוצאה מהתאמה שתבקש חברת החשמל, ככל שתבקש, של המחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם חח"י-תמר ו/או ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או עלייה בשער החליפין שקל/דולר (פיחות של הש"ח אל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים. יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף ייצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין, כי ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם SMP (Marginal Price – System) לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית לייצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום. לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו מושפעים, בין היתר, גם משינויים משמעותיים במחירי הנפט, הגז הטבעי, לרבות LNG, ובמחירי מקורות אנרגיה אחרים, לרבות פחם ומוצרים תחליפיים אחרים לגז הטבעי המופק מהמאגרים תמר ולויתן, הן בשוק המקומי והן בשווקים הבינלאומיים. כך למשל, מחירי LNG נמוכים בשווקים הבינלאומיים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגרי תמר ולויתן. עלייה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי (לרבות פחם ומוצרים אחרים) בשוק המקומי או בשווקים הבינלאומיים עשויה להקטין את הביקושים מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא בירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר שעלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותיה.

רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל ובמשק האנרגיה ככלל, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו.

נוסף לכך, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית כדוגמת, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות, בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז, בפרט, כמו גם תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות כדוגמת נגיף הקורונה ופגעי טבע, עלולים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו ו/או להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים, כמו גם על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

3. מדיניות השותפות בניהול סיכונים 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 חיפויים 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. לצורך מימון פעילותה של השותפות מימשה השותפות במהלך שנת הדוח את השקעותיה בקרנות הסל ובאגרות חוב קונצרניות.
- ג. כאשר השותפות יודעת על תשלומים מהותיים במטבע זר או בשקלים היא שואפת להגן על התשלום ולגדר מפני שינויים בשער המטבע.
- ד. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכונים שוק.

4. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

מדיניות ההשקעות של השותפות קבועה בהסכם השותפות. ביום 20.11.2018 החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לאשר הקמת ועדת השקעות שמטרתה לקיים דיוני עומק בנושא השקעות השותפות ולהמליץ לדירקטוריון השותף הכללי בשותפות על דרכי פעולה בנושא האמור. הועדה הוקמה לאור הצורך בדיונים מקצועיים ומעמיקים במסגרת פורום מיוחד (שקבע דירקטוריון השותף הכללי בשותפות). ועדת ההשקעות מתכנסת לכל הפחות אחת לחציון ולפי הצורך. סמכויות הוועדה הינם כדלקמן: קיום דיון בתיק ההשקעות של השותפות, בין היתר, לצורך ווידוא יישום אופן השקעת המזומנים הפנויים של השותפות, בהתאם למדיניות ההשקעות הקבועה בסעיף 9.4 להסכם השותפות מיום 1.7.1993 (כפי שתוקן מעת לעת); לקבוע תמהיל ומבנה תיק ההשקעות של השותפות בהתאם להמלצת ההנהלה וככל שוועדת ההשקעות תסבור כי נדרש תיקון במדיניות ההשקעות, להמליץ לדירקטוריון השותף הכללי על שינוי כאמור. על הוועדה לדווח לדירקטוריון באורח שוטף על המלצותיה וכן לדווח על תמהיל ומבנה תיק ההשקעות של השותפות במסגרת הדיווח השנתי.

חברי ועדת השקעות, נכון למועד דוח זה, הינם: מר רוני בר-און (יו"ר ועדת ההשקעות), דירקטור בלתי תלוי, מר אפרים צדקה (דירקטור חיצוני) ומר עמוס ירון (דירקטור חיצוני).

הטיפול בנושא החשיפה לסיכונים מטבע, ריבית, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי.

5. מבחני רגישות

בהתאם לתיקון התשס"ז בהוראות התוספת השנייה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל - 1970), ביצעה השותפות מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגשים".

תיאור פרמטרים, הנחות ומודלים

פרמטרים :

פרמטר	מקור/אופן הטיפול
שע"ח שקל/דולר	שער יציג ליום 31.12.2020
ריבית דולרית	לפי עקום שער הליבור

א. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים והלוואה לחברת אנרגיאן ממכירת חזקות כריש ותנין לשינויים בשיעור ההיוון ראה ביאור 2122 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

ב. לפרטים בדבר ניתוח רגישות שווי תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין לשינויים במחיר הגז הטבעי והקונדנסט ראה ביאור 4122 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

ג. מבחני רגישות לשינויים בשע"ח דולר/שקל (באלפי דולר) :

מכשיר רגיש	רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
	10%	5%		5%	10%
	3.537	3.376	3.215	3.054	2.894
מזומנים ושווי מזומנים	(663)	(331)	6,628	331	663
פקדונות בבנקים	(22)	(11)	218	11	22
זכאים ויתרות זכות	92	46	(917)	(46)	(92)
	(593)	(296)	5,929	296	593
סה"כ					

6. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2020:

יתרות פיננסיות					
סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	ללא הצמדה	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה לדולר	
רכוש					
69,979	-	-	6,628	63,351	מזומנים ושווי מזומנים
169,367	-	-	218	169,149	השקעות לזמן קצר
145,681	-	-	-	145,681	לקוחות
32,876	12,664	-	-	20,212	חייבים ויתרות חובה
3,439,902	3,439,902	-	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
67,288	67,288	-	-	-	השקעה בחברה כלולה
100,529	-	-	-	100,529	פקדונות לזמן ארוך
559,065	218,368	17,033	-	323,664	נכסים אחרים לזמן ארוך
4,584,687	3,738,222	17,033	6,846	822,586	סה"כ רכוש
התחייבויות					
73,567	37,505	-	917	35,145	זכאים ויתרות זכות
62,212	62,212	-	-	-	התחייבויות אחרות לזמן קצר
36,462	36,462	-	-	-	הפרשה לתשלומי איזון ומס
3,248,505	-	-	-	3,248,505	אגרות חוב
166,246	166,246	-	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
3,586,992	302,425	-	917	3,283,650	סה"כ התחייבויות
997,695	3,435,797	17,033	5,929	(2,461,064)	סה"כ היתרה המאזנית נטו

7. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2019:

יתרות פיננסיות					רכוש
סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	ללא הצמדה	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה בדולר	
171,046	-	-	23,240	147,806	מזומנים ושווי מזומנים
63,459	-	-	188	63,271	השקעות לזמן קצר
46,862	-	-	-	46,862	לקוחות
86,881	8,295	-	-	78,586	חייבים ויתרות חובה
3,429,178	3,429,178	-	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
74,995	74,995	-	-	-	השקעה בחברה כלולה
102,919	-	-	-	102,919	פקדונות לזמן ארוך
527,733	215,505	46,354	-	265,874	נכסים אחרים לזמן ארוך
4,503,073	3,727,973	46,354	23,428	705,318	סה"כ רכוש
התחייבויות					סה"כ התחייבויות
סה"כ	יתרות שאינן פיננסיות	ללא הצמדה	בשקלים לא צמודים	בדולר או בהצמדה בדולר	
174,738	13,643	-	655	160,440	זכאים ויתרות זכות
33,657	33,657	-	-	-	הפרשה לתשלומי איזון ומס
1,350,831	-	-	-	1,350,831	אגרות חוב
1,927,271	-	-	-	1,927,271	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
203,069	203,069	-	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
3,689,566	250,369	-	655	3,438,542	סה"כ התחייבויות
813,507	3,477,604	46,354	22,773	(2,733,224)	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.

2. דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

דירקטוריון השותף הכללי קבע, בהתאם לסעיף 92 (א) (12) לחוק החברות, התשנ"ט-1999 ("חוק החברות"), כי המספר המזערי הראוי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית יעמוד על אחד. דירקטוריון השותף הכללי סבור, כי בהתחשב בסוג פעילותה של החברה, שהינה השותף הכללי בשותפות העוסקת בעיקר בתחום חיפוש, פיתוח והפקה של גז הטבעי, קונדנסט ונפט 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 חברי הדירקטוריון 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 אפרים צדקה, תמיר פוליקר, יעקב זק ורוני בר-און). לפרטים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם של דירקטורים אלו, ראו תקנה 26 לפרק ד' (פרטים נוספים על השותפות) המצורף בהמשך.

3. דירקטורים בלתי תלויים

השותפות לא אימצה בהסכמי השותפות והנאמנות הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרתם בחוק החברות. למעלה מן הנדרש, ביום 4.1.2016, מונה מר רוני בראון לדירקטור בלתי תלוי בדירקטוריון השותף הכללי, וזאת בנוסף לשלושה דירקטורים חיצוניים המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי, נכון למועד דוח זה (על אף שעל-פי חוק החברות נדרש כי יכהנו לכל הפחות שני דירקטורים חיצוניים). לפרטים בדבר אי תלות הדירקטורים, ראו תקנה 26 לפרק ד' (פרטים נוספים על השותפות) המצורף בהמשך.

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 במיקור חוץ. 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 החשבון רוזנבלום הולצמן.
4. המבקר הפנימי אינו ממלא בשותפות תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.
5. המבקר הפנימי מכהן גם כמבקר הפנימי של השותף הכללי בשותפות ושל קבוצת דלק בע"מ. אין בכהונתו בתאגידים האמורים כמבקר פנימי כדי ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי בשותפות.
6. המבקר הפנימי אינו בעל עניין בשותפות, או קרוב של בעל עניין בשותפות וכן אינו רואה חשבון 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, ולאחר 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 תיעדוף 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 בסעיפים 65מז' - 65נא' לפקודת השותפויות [נוסח חדש], תשל"ה-1975, אשר בוצעו בשנת הדוח, נבחנות על-ידי המבקר הפנימי, כולל הליכי אישורו, כחלק מתכנית העבודה השנתית שלו.

יצוין כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי ובהתאם להסכם התפעול המשותף (JOA), מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות, ביקורת משותפת עם שותפיה בפרויקטים תמר, לווייתן ובלוק 12, על עבודת המפעיל בפרויקטים הנ"ל. מנהל הבקרה וההשקעות בשותפות משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת הנ"ל והמבקר הפנימי מדווח לוועדת הביקורת ולדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה.

בשנת 2020 בוצעה באמצעות יועץ חיצוני בינלאומי המומחה בביצוע ביקורות בענף הנפט והגז, ביקורת תקופתית בספרי מפעילת העסקה המשותפת רציו ים (פרויקט לווייתן) בגין שנת 2019, בתקציב מאושר של כ- 540 שעות. יצוין כי הביקורת נערכה בשיתוף של כלל השותפים בפרויקט שאינם המפעיל, בהתאם לכללי הביקורת המצוינים בהסכם התפעול המשותף החלים על הפרויקט הנ"ל.

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 בשותפות הכללי בשנת הדיווח הסתכם בכ- 600 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, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, כי המבקר עמד בכל הדרישות והתנאים שצוינו לעיל, וזאת בהתחשב בהודעתו של המבקר פנים כפי שנמסרה לוועדת הביקורת ודירקטוריון 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. להלן מועדי ועדת הביקורת בהם התקיימו דיונים בדוחות המבקר הפנימי: 7.1.2020, 15.3.2020, 27.5.2020, 12.10.2020, 25.12.2020, 14.3.2021.

ט. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, 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 2020 סך שנתי כולל של 120 אלפי ש"ח. דירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לבחינת ועדת הביקורת, קבע כי התגמול הינו סביר ואין בו כדי להשפיע על אופן הפעלת שיקול דעתו המקצועי העצמאי של מבקר הפנים.

5. שכר רואי החשבון המבקרים

לשותפות רואי החשבון מבקרים במשותף: BDO - זיו האפט ו-EY - קוסט פורר גבאי את קסירר. להלן פרוט סכומי שכר טרחת רואי החשבון המבקרים בשותפות, וחלקה של השותפות בשכר טרחת רואי החשבון המבקרים בעסקאות משותפות:

שנת 2019				שנת 2020			
בגין שירותי ביקורת, קשורים לביקורת ושירותי מס				בגין שירותי ביקורת, קשורים לביקורת ושירותי מס			
שעות	אחרים*	שעות	אלפי ש"ח	שעות	אחרים*	שעות	אלפי ש"ח
שעות				שעות			
אלפי ש"ח				אלפי ש"ח			
קוסט פורר גבאי את קסירר							
וזיו האפט רואי חשבון מבקרים משותפים							
3,218	1,261	9,748	1,790	5,859	2,974	8,812	2,078
-	-	227	30	-	-	185	22
3,218	1,261	9,975	1,820	5,859	2,974	8,997	2,100
סה"כ							

* שירותים אחרים בעיקר בקשר עם הנפקות.

** רואי חשבון משותפים במסגרת עסקה משותפת "מיכל ומתן".

בהתאם לחוק החברות, שכרו של רואה החשבון המבקר בעבור פעולת הביקורת נקבע בידי האסיפה הכללית שהסמיכה לצורך כך את דירקטוריון השותף הכללי. הגורם המאשר את שכר הטרחה של רואי החשבון המבקרים הן בעבור פעולות הביקורת והן בעבור שירותים אחרים הינו דירקטוריון השותף הכללי, לאחר שהוועדה לבחינת הדוחות הכספיים בחנה את היקף עבודתם ושכרם של רואי החשבון המבקרים והביאה המלצותיה בפני דירקטוריון השותף הכללי.

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, כאמור בתקנה 41(א3) לתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"י-2010 (להלן: "נוהל הזניחות" ו-"תקנות הדיווח", בהתאמה). נוהל הזניחות עודכן במהלך השנים, ולאחרונה עודכן על-ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי בימים 14 במרץ, 2019 ו-17 במרץ, 2019, בהתאמה.

ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי (במסגרת אישור הדוח השנתי) קבעו כי עסקה תחשב כעסקה זניחה אם יתקיימו בה כל התנאים הבאים:

א. היא אינה עסקה חריגה (כמשמעות המונח בחוק החברות).

ב. בכל עסקה העומדת לבחינת רף הזניחות, תיבחן אמת המידה הרלבנטית לעסקה הנדונה, טרום האירוע כמפורט להלן, ובמידה וכל אחת מאמות המידה הרלבנטיות לעסקה (המפורטות להלן בס"ק 1 עד 5) הינה בשיעור שאינו עולה על 0.8% וגם היקף העסקה אינו עולה על 1 מיליון דולר ארה"ב (להלן: "רף הזניחות"), תיחשב העסקה לזניחה:

- 1) ברכישה/מכירה של נכס קבוע: היקף הנכס נשוא העסקה, חלקי סך נכסי השותפות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
- 2) 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.
- 3) 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.
- 4) קבלת התחייבות כספית: ההתחייבות נשוא העסקה, חלקי סך ההתחייבויות על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי העניין.
- 5) עסקאות ביטוח: תיבחן הפרמיה כסכום העסקה, להבדיל מהיקף הכיסוי הביטוחי הניתן.

על אף האמור לעיל, בעסקאות במסגרתן תתקשר השותפות בהסכמים משותפים עם בעל עניין בה ו/או בעל השליטה לקבלת שירותי ייעוץ ו/או ניהול מעובדים או צדדים שלישיים בתחומים שונים – תיחשב העסקה לזניחה אם יתקיימו בה כל הכללים הקיימים בנוהל זניחות (למעט רף הזניחות), ובלבד שהיקף ההוצאות השנתיות בגין השירותים נשוא העסקה אינו עולה על 1.5 מיליון ש"ח וכן שתנאי ההתקשרות בהסכמים משותפים לגבי השותפות אינם שונים מתנאיה לגבי בעל העניין ו/או בעל השליטה, בשים לב לחלקם היחסי.

ג. במקרים בהם, לפי שיקול דעת ועדת ביקורת, כל אמות המידה הנ"ל אינן רלבנטיות לעסקה הנדונה, תקבע ועדת הביקורת אמת מידה אחרת ובלבד שהיקף העסקה לא יעלה על הכללים שנקבעו לעיל.

ד. העסקה הינה זניחה גם מבחינה איכותית. כך, אחד הקריטריונים לבחינה כאמור הינו כי העסקה אינה מסווגת על ידי השותפות כאירוע החייב בדיווח בהתאם להוראות תקנה 36 לתקנות הדיווח.

ה. בעסקאות רב שנתיות (לדוגמא השכרת נכס למספר שנים), תיבחן זניחות העסקה על בסיס שנתי (לפי שנה קלנדרית) (היינו בדוגמא דלעיל ייבחנו דמי השכירות השנתיים).

ו. זניחותה של כל עסקה תיבחן בנפרד, אולם זניחותן של עסקאות שלובות או מותנות, תיבחנה באופן מצרפי. עסקאות שנעשות בתדירות גבוהה במהלך השנה ובסמיכות זמנים אחת לשנייה, תיחשבה כעסקאות שלובות.

ז. לצורך גילוי בדוח 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. במקרים בהם תתעוררנה שאלות לגבי יישום הקריטריונים דלעיל, תפעיל השותפות שיקול דעת ותבחן את זניחות העסקה על בסיס תכלית תקנות הדיווח והכללים והקווים המנחים דלעיל.

ט. מדי שנה, תציג הנהלת השותפות לוועדת הביקורת עסקאות בעלי עניין שהשותפות צד להן ואשר סווגו כעסקאות זניחות על פי הנוהל וועדת הביקורת תסקור את אופן יישום הוראות נוהל זה על ידי השותפות.

7. תכנית אכיפה פנימית

דירקטוריון השותף הכללי קבע כי ועדת הביקורת תהא הגורם האחראי לאימוץ תכנית אכיפה פנימית מעודכנת בתחום ניירות הערך, לניהול התוכנית ולמעקב ופיקוח שוטף אחר אופן ביצועה. בהתאם, אישרה ועדת הביקורת בחודש אוגוסט 2018 תכנית אכיפה פנימית מעודכנת בתחום ניירות הערך, בהתאם לקריטריונים אותם פרסמה רשות ניירות ערך ובהתבסס על תוצאות סקר ציות שנערך בשותפות. במסגרת זו, בין היתר, עודכנו הנהלים בהתאם לשינויי הדין מאז אומצה תכנית האכיפה שהיתה קיימת בשותפות עד לאותו מועד ותוצאות הסקר האמור, ומונחה ממונה על האכיפה הפנימית.

8. אחריות תאגידית בשותפות ("ESG")

לאור החשיבות שרואה השותפות בקידום ערכי הקיימות ושילובם בפעילות השותפות, דירקטוריון השותף הכללי של השותפות קבע כי ועדת הביקורת תהא הגורם האחראי על טיפול בנושא האחריות התאגידית בשותפות. נכון למועד אישור הדוח, פועלת השותפות להשלמת תוכנית עבודה ארוכת טווח בתחומי האחריות התאגידית שתשלב יעדים ברורים ושקיפות בפעילותה. בין היתר, בכוונתה לפרסם דוח אחריות תאגידית המפרט את ההיבטים הכלכליים, ההשפעות הישירות והעקיפות של פעילות השותפות, נתונים ויעדים סביבתיים, חברתיים וממשל תאגידיים לפי תקן גלובלי של ארגון ה-GRI ואת יעדיה בהלימה ליעדי ה-SDG's UN.

חלק רביעי – גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של השותפות

אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

ראה ביאור 23 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

**חלק חמישי - פרטים בדבר אגרות חוב שהונפקו על ידי חברת דלק ואבנר (תמר בונד)
בע"מ, חברת לוויתן בונד בע"מ והנפקת אגרות חוב על ידי השותפות (באלפי ש"ח)**

תמר בונד סדרת אגרות החוב ⁴	2023	2025
ערך נקוב במועד ההנפקה	400,000	400,000
מועד ההנפקה	19/05/2014	19/05/2014
ערך נקוב ליום 31/12/20	320,000	320,000
ערך נקוב צמוד ליום 31/12/20	320,000	320,000
ערך בספרי השותפות ליום 31/12/20	318,260	317,099
שווי בורסה ליום 31/12/20 ⁵	332,480	333,542
שיעור הריבית הקבועה לשנה	5.082%	5.412%
מועד תשלום הקרן ¹¹	30/12/2023	30/12/2025
מועדי תשלום הריבית	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 2014-2025
בסיס הצמדה מדד בסיס ⁶	אין	
זכות המרה	אין	
זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ⁷	זכות לפירעון מוקדם	
ערבות לתשלום ההתחייבות	ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים השנתיים.	
שם הנאמן	HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION	
שם האחראי בחברת הנאמנות	Susie Moy	
כתובת הנאמן ודוא"ל	HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 CTLANYDealManagement@us.hsbc.com	
דירוג למועד ההנפקה ⁸	Moody's: Baa3 Stable S&P: BBB- Midroog Ltd: Aa2 Stable Standard & Poor's Maalot: iLAA	
דירוג למועד הדוח ⁹	Moody's: Baa3 Negative S&P: BBB- Negative Midroog Ltd: Aa2 Negative Standard & Poor's Maalot: iLAA Negative	
האם עד ליום 31/12/20 ובמהלך שנת הדיווח, עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות	כן	

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 ההלוואה, כולה או חלקה, בכפוף לעמלת פירעון מוקדם. פירעון מוקדם בעקבות אירועים שנקבעו באגרות החוב, יכול שיעשה ללא עמלת פירעון מוקדם.

⁸ ראה דוחות מיידים 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' אסמכתא: 2014-01-093135, 2014-01-093132) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

⁹ ראה דיווחים מידיים של השותפות מיום 07.04.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-033091), מיום 17.04.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-038931), מיום 04.05.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-039325) ומיום 09.10.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-110016 ו- 2020-01-110058) אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

כן	האם סדרת אגרות החוב מהותית ¹⁰
לא	האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת אגרות החוב לפירעון מיידי
ראה ביאור 10 ב לדוחות הכספיים השנתיים.	שיעבודים להבטחת אגרות החוב

¹⁰ סדרת תעודות התחייבות תיחשב מהותית אם סך התחייבויות התאגיד על פיה לתום שנת הדיווח, כפי שהן מוצגות במסגרת הדוחות הכספיים, מהווה חמישה אחוזים או יותר מסך התחייבויות התאגיד.

<u>2030</u>	<u>2027</u>	<u>2025</u>	<u>2023</u>	<u>לוויתן בונד סדרת אגרות החוב</u>
550,000	600,000	600,000	500,000	ערך נקוב במועד ההנפקה
18/08/2020	18/08/2020	18/08/2020	18/08/2020	מועד ההנפקה
550,000	600,000	600,000	500,000	ערך נקוב ליום 31/12/20
550,000	600,000	600,000	500,000	ערך נקוב צמוד ליום 31/12/20
538,797	590,770	593,153	496,621	ערך בספרי השותפות ליום 31/12/20
628,210	676,758	659,958	535,310	שווי בורסה ליום 31/12/20 ¹¹
6.750%	6.500%	6.125%	5.750%	שיעור הריבית הקבועה לשנה
30/06/2030	30/06/2027	30/06/2025	30/06/2023	מועד תשלום הקרן ¹¹
ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2030	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2027	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2025	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2020-2023	מועדי תשלום הריבית
אין				בסיס הצמדה מדד בסיס ¹²
אין				זכות המרה
זכות לפירעון מוקדם				זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ¹³
ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.				ערבות לתשלום ההתחייבות
HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION				שם הנאמן
Asma Alghofailey				שם האחראי בחברת הנאמנות
HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 asma.x.alghofailey@us.hsbc.com				כתובת הנאמן ודוא"ל
Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: ilA+ stable				דירוג למועד ההנפקה ¹⁴
Fitch Rating: BB stable Moody's: Ba3 Stable S&P: BB- Stable Standard & Poor's Maalot: ilA+ stable				דירוג למועד הדוח ¹⁵

¹¹ אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך.

¹² קרן וריבית אגרות החוב הינן דולריות.

¹³ במסגרת מסמכי המימון נקבעו הוראות בנוגע לפדיון מוקדם של אגרות החוב, ובכלל זאת, (1) פדיון מוקדם ביוזמת המנפיקה, בכפוף לתשלום עמלת פירעון מוקדם (Make Whole Premium), ו-(2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות חוב ו/או ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפריקט לווייתן.

¹⁴ ראה דוחות מיידיים של השותפות מהימים 19.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-090852 ו-2020-01-091134) ו-23.8.2020 (מס' אסמכתא-2020-01-092247), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

¹⁵ ראה ה"ש 14

כן	האם עד ליום 31/12/20 ובמהלך שנת הדיווח, עמדה החברה בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
כן	האם סדרת אגרות החוב מהותית ¹⁶
לא	האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפירעון מיידי
ראה ביאור 10ג לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.	שיעבודים להבטחת אגרות החוב

¹⁶ סדרת תעודות התחייבות תיחשב מהותית אם סך התחייבויות התאגיד על פיה לתום שנת הדיווח, כפי שהן מוצגות במסגרת הדוחות הכספיים, מהווה חמישה אחוזים או יותר מסך התחייבויות התאגיד.

<u>סדרת אגרות החוב</u>	<u>סדרה א' 17</u>
ערך נקוב במועד ההנפקה באלפי ש"ח	1,528,533
מועד ההנפקה	26/12/2016
ערך נקוב ליום 31/12/20 בש"ח	1,509,670
ערך נקוב צמוד ליום 31/12/20 באלפי ש"ח	1,270,905
ערך בספרי השותפות ליום 31/12/20 באלפי ש"ח	1,267,544
שווי בורסה ליום 31/12/20 באלפי ש"ח	1,259,366
שיעור הריבית הקבועה לשנה	4.5%
מועד תשלום הקרן	31/12/2021
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 ¹⁸	זכות לפירעון מוקדם
ערבות לתשלום ההתחייבות	ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.
שם הנאמן	רזניק פז נבו נאמניות בע"מ
שם האחראי בחברת הנאמנות	עו"ד מיכל אבטליון ראשוני
כתובת הנאמן ודוא"ל	רחוב יד חרוצים 14 תל אביב
דירוג למועד ההנפקה ¹⁹	Midroog Ltd : A1 stable
דירוג למועד הדוח ²⁰	Midroog Ltd : A2 stable
האם עד ליום 31/12/20 ובמהלך שנת הדיווח עמדה השותפות בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות	כן
האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפירעון מיידי	לא
שיעבודים להבטחת אגרות החוב	ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.
ההון הכלכלי של השותפות ליום 31/12/20 כהגדרתו בשטר הנאמנות ²¹	כ- 3,438 אלפי דולר
יחס הון כלכלי לחוב ליום 31/12/20 כהגדרתו בשטר הנאמנות ²¹	כ- 9
האם מהותית ²²	כן

¹⁷ ביום 26.7.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית לרכישה עצמית של אגרות חוב סדרה א' ואגרות חוב דלק ואבנר תמר בונד בהיקף כולל של עד 50 מיליון דולר נכון למועד הדוח רכשה השותפות במסגרת התכנית 11,403 אלפי ש"ח ע.נ. של אגרות החוב.

¹⁸ לשותפות הזכות לבצע בכל עת פידיון מוקדם של אגרות החוב, מלא או חלקי, והכל בהתאם לשטר הנאמנות.

¹⁹ ראה דוח מיידי של השותפות מיום 22.12.2016 (מס' אסמכתא : 2016-01-090873) אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

²⁰ לדוח דירוג מעודכן ראה דוחות מיידיים של השותפות מהימים 05.06.2020 (מס' אסמכתא : 2020-01-057768) ו- 15.10.2020 (מס' אסמכתא : 2020-01-103519), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

²¹ נכלל בהתאם להתחייבות השותפות במועד הנפקת אגרות החוב - לפרטים נוספים ראה ביאור 10 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך. היחס חושב, בין היתר, בהתבסס על התזרימים המהווים של פרויקט תמר אשר נכללו בסעיף 7.3.11 לפרק תיאור עסקי השותפות לעיל ושל פרויקט לווייתן (כפי שפורסם בדיווח מיידי מיום 10.3.2021 מספר אסמכתא 2021-01-030942) ליום 31.12.2020.

²² 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

גבי לסט
יו"ר הדירקטוריון

דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
בשם: דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

נספח א' 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>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Assets:		
Current Assets:		
Short term deposits	89	*67
Related parties	99,911	-
Loans to Shareholders	-	319,614
	<u>100,000</u>	<u>319,681</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	639,491	639,227
Long term bank deposits	-	102,419
	<u>639,491</u>	<u>741,646</u>
	<u>739,491</u>	<u>1,061,327</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Related parties	-	*2,485
Bonds	-	320,000
	<u>-</u>	<u>322,485</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	640,000	640,000
Loans from shareholders	100,000	100,000
	<u>740,000</u>	<u>740,000</u>
Equity	(509)	(1,158)
	<u>739,491</u>	<u>1,124,509</u>
*reclassified		

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>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Financial expenses	48,119	51,005
Financial income	(48,768)	(51,025)
Total comprehensive income	<u>(649)</u>	<u>(20)</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT²³

Cash flow for the period from January 1, 2020 to December 31, 2020

	<u>Item</u>	<u>Quantity/Actual Amount</u> <u>(In thousands)</u>
A.	Total Offtake (BCM) (100%) ²⁴	8.25
B.	Tamar Revenues (100%) ²⁴	1,510,385
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Accounts	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Accounts	-
E.	Gross Revenues (before Royalties) ²⁵	350,195
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(40,019)
	(b) Third Party Royalties	(34,861)
G.	Net Revenues	275,315
H.	Costs and Expenses:	
	(a) Fees Under the Financing Documents (Interest Income)	458
	(b) Taxes	(2,200)
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(22,664)
	(d) Capital Expenditures	(11,951)
	(e) Payments under the Tamar FUA	-
	(f) Insurance	(3,328)
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d), (e) and (f))	(39,685)
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G minus Item H)	235,630
K.	Total Debt Service	(367,054)

²³ The 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.

²⁴ Sections A and B are based on 100% of Tamar partners on an accrual basis.

²⁵ Sections C-K are based on Delek Drilling Share in Tamar (22%) and on actual cash flow of the Sponsor Accounts as part of the Tamar Bond indenture.

**נספח ב' לדוח הדירקטוריון
נתונים בקשר עם לויתן 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 לויתן בונד בע"מ.

Statements of Financial Position (Expressed in US\$ Thousands)

	31.12.2020	*15.7.2020
	Audited	Audited
Assets:		
Current Assets:		
Short term Bank deposits	15	-
Related parties	**	**
	<u>15</u>	<u>**</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	2,247,611	-
Long term bank deposits	100,000	-
	<u>2,347,611</u>	<u>-</u>
	<u>2,347,626</u>	<u>**</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Related parties	15	-
	<u>15</u>	<u>-</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	2,250,000	-
Loans from shareholders	100,000	-
	<u>2,350,000</u>	<u>-</u>
Equity (Deficit)	<u>(2,389)</u>	<u>**</u>
	<u>2,347,626</u>	<u>**</u>

* Date of incorporation

** Less than \$1,000

Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)

	For the Period Ended 31.12.2020
	Audited
Financial expenses	54,427
Financial income	<u>(52,038)</u>
Total comprehensive expenses (income)	<u>2,389</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT²⁶

		Year Ended
		31.12.2020
	<u>Item</u>	<u>Quantity/Actual Amount (in USD\$,000)</u>
A.	Total Offtake (BCM)	7.25 ²⁷
B.	Leviathan Revenues (100%)	1,295,808 ²⁸
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Account	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Account	-
E.	Gross Revenues (before Royalties)	228,763
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(31,000)
	(b) Third Party Royalties	(11,675)
G.	Net Revenues	186,088 ²⁹
H.	<u>Costs and Expenses:</u>	
	(a) Fees Under the Financing Documents (Interest Income)	32
	(b) Taxes	-
	(c) Operation and Maintenance Expenses	- ³⁰
	(d) Capital Expenditures	- ³¹
	(e) Insurance (income)	172
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d) and (e))	204
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G <u>minus</u> Item H)	186,292
K.	Total Cash Flow from operation (Item G minus Items H(c) and H(e))	186,292
L.	Total Debt Service	(51,994)
M.	Total Distribution to the Sponsor	-

²⁶ The 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 Leviathan project relative to the amounts required for the debt service in such period.

²⁷ Gas sales from January 1st 2020 until December 31st 2020 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

²⁸ Gas sales from January 1st 2020 until December 31st 2020 for 100% of the Leviathan partners on an accrual basis.

²⁹ Sections C-M are based on Delek Drilling Share in Leviathan (45.34%) and on actual cash flow of the Sponsor Accounts as part of the Leviathan Bond indenture from the Issuance Date (August 18, 2020) until December 31st 2020.

³⁰ As of the Issuance Date (August 18, 2020) until December 31st, 2020 a sum of 31,984\$ USD Thousands was paid by the Sponsor from its own sources.

³¹ As of the Issuance Date (August 18, 2020) until December 31st, 2020 a sum of 21,248\$ USD Thousands was paid by the Sponsor from its own sources.

נספח ג לדוח הדירקטוריון
תמצית נתונים בדבר הערכת שווי תמלוגים מחזקות כריש ותנין

להלן פרטים בדבר הערכת שווי מהותית מאוד בנושא הרווח משערוך תמלוגים ממכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין (לפרטים נוספים ראו ביאור 8 לדוחות הכספיים השנתיים וכן את הערכת השווי המצורפת בהמשך):

זיהוי נושא ההערכה:	התמלוגים בגין מכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין.
עיתוי ההערכה:	31 בדצמבר 2020.
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-242.2 מיליון דולר ארה"ב, הנכלל במסגרת נכסים אחרים לזמן ארוך של השותפות.
זיהוי המעריך ואפיונו, 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 (להלן יחד: "מעריך השווי"), 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 בשותף הכללי בשותפות, למעט העובדה שקיבל שכר טרחה עבור הערכת השווי. כמו כן, מעריך השווי אישר כי שכר טרחתו אינו מותנה בתוצאות הערכת השווי. כמו כן, ככל ויחויב מעריך השווי בפסק דין חלוט לשלם סכום כלשהו לצד שלישי בקשר לעבודה, תשלם השותפות למעריך השווי סכום בו יחויב מעריך השווי העולה על סכום שכר הטרחה המשולם בגין העבודה מוכפל פי 3. יצוין כי, התחייבות זו לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי מעריך השווי פעל בקשר עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות.
מודל ההערכה שמעריך השווי פעל לפיו:	שיטת היוון תזרימי מזומנים צפויים תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בתחזיות תזרימי המזומנים.
ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות:	להלן ההנחות העיקריות בבסיס הערכת השווי: 1. מועדי הפקת הגז מחזקת כריש: 1.4.2022 עד 31.12.2040 ; 2. קצב הפקת שנתית ממוצע מחזקת כריש: כ- 3.91 BCM גז טבעי; קצב הפקת קונדנסט

שנתי ממוצע מחזקת כריש של כ- 5.0 מיליון חביות קונדנסט ; 3. מועדי הפקת הגז ממאגר תנין : 1.1.2027 עד 31.12.2036 ; 4. קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין : כ- 2.51 BCM גז טבעי ; קצב הפקת קונדנסט שנתי ממוצע מחזקת תנין של כ-0.44 מיליון חביות קונדנסט ; 5. שיעור היוון רכיב התמלוגים : 12.0% ; 6. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט : 11.5% ; 7. נוסחת מחיר הגז : מחיר הבסיס בחוזים על פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנוסחה המפורטת במנגנון המחירים בין אנרגיאן לבין כי"ל ובז"ן ובין אנרגיאן לבין OPC ושקלול מחיר הגז בחוזה של רמת חובב ; 8. מחיר הקונדנסט : תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה World Bank³² וה-EIA³³ ומחירי הפורוורד של הברנט ע"פ נתוני בלומברג ועל בסיס ההנחה כי מחיר הקונדנסט ייגזר ממחיר ה-Brent תוך התאמה להבדלי איכות נפט ; 9. ביום 11 בפברואר 2021, פרסמה אנרגיאן דו"ח משאבים מעודכן של D&M, מעריך עתודות ומשאבים מוסמך, הנוגע בחזקות כריש ותנין. ע"פ דו"ח זה כמות הגז בכריש מרכז הינה כ-40.2 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ-65.1 MMBBL, בכריש צפון כמות הגז הינה כ-33.1 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ-30.6 MMBBL ובתנין כמות הגז הינה כ-25.1 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ-3.9 MMBBL. 10. היטל רווחי נפט : לפי חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 ; 11. שיעור מס חברות : 23%, בהתאם לשיעור המס הסטטוטורי לאורך שנות התחזית.	



דוחות כספיים



2020



תאריך: 14 במרץ, 2021

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 את הדוחות שלנו המפורטים להלן:

1. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 14 במרץ, 2021 על הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 דצמבר 2020 ו-2019 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020.
2. דוח רואי החשבון המבקרים מיום 14 במרץ, 2021 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2020.

זיו האפט

רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר

רואי חשבון

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2020
באלפי דולר של ארה"ב

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2020
באלפי זולר 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
7-110	ביאורים לדוחות הכספיים

דוח רואי החשבון המבוקרים 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 2020. 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 (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" (להלן: "תקן ביקורת (ישראל) 911"). 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 לרבות השקעות ותהליך גיוס וניהול אגרות חוב והלוואות (כל אלה יחד מכונים להלן: "רכיבי הבקרה המבוקרים").

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911. 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 קויימו 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 לבלתי 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 2020.

ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2020 ו-2019 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020 והדוח שלנו מיום 14 במרץ 2021, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 14 במרץ 2021

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 2020 ו-2019 ואת הדוחות על הרווח הכולל, הדוחות על השינויים בהון והדוחות על תזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020. 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 2020 ו-2019 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהונה ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2020, והדוח שלנו מיום 14 במרץ 2021 כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 14 במרץ 2021

זיו האפט
רואי חשבון

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>	<u>ביאור</u>	
			נכסים:
			נכסים שוטפים:
171,046	69,979	3	מזומנים ושווי מזומנים
63,459	169,367	4	השקעות לזמן קצר
46,862	145,681	22	לקוחות
86,881	32,876	5	חייבים ויתרות חובה
<u>368,248</u>	<u>417,903</u>		
			נכסים לא שוטפים:
3,429,178	3,439,902	7	השקעות בנכסי נפט וגז
74,995	67,288	6	השקעה בחברה כלולה
102,919	100,529	4	פקדונות לזמן ארוך
527,733	559,065	8	נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>4,134,825</u>	<u>4,166,784</u>		
<u>4,503,073</u>	<u>4,584,687</u>		
			התחייבויות והון:
			התחייבויות שוטפות:
319,421	393,806	10ה	אגרות חוב
296,867	-	10ד	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
33,657	36,462	13ד	הפרשה לתשלומי איזון ומס
174,738	73,567	9	זכאים ויתרות זכות
-	62,212	11	התחייבויות אחרות לזמן קצר
<u>824,683</u>	<u>566,047</u>		
			התחייבויות לא שוטפות:
1,031,410	2,854,699	10	אגרות חוב
1,630,404	-	10ד	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
203,069	166,246	11	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>2,864,883</u>	<u>3,020,945</u>		
		13	הון:
154,791	154,791		הון השותפות
(24,851)	(48,616)		קרנות הון
683,567	891,520		יתרת רווחים
<u>813,507</u>	<u>997,695</u>		
<u>4,503,073</u>	<u>4,584,687</u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

<u>14 במרץ 2021</u>	<u>תאריך אישור</u>	<u>דוחות הכספיים</u>
גבי לסט	יו"ר הדירקטוריון	דלק ניהול קידוחים (1993)
יוסי אבו מנכ"ל	דלק ניהול קידוחים (1993)	בע"מ
יוסי גבורה	משנה למנכ"ל	דלק ניהול קידוחים (1993)
	השותף הכללי	

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על הרווח הכולל (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020		
				הכנסות:
457,982	453,344	919,122	14	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
91,333	94,318	154,264	15	בניכוי תמלוגים
<u>366,649</u>	<u>359,026</u>	<u>764,858</u>		הכנסות, נטו
				הוצאות ועלויות:
32,720	40,731	113,957	16	עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט
45,058	67,581	111,807	7	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
9,720	14,298	3,611	17	הוצאות כלליות אחרות
9,811	11,130	14,630	18	הוצאות הנהלה וכלליות
<u>97,309</u>	<u>133,740</u>	<u>244,005</u>		סך הכל הוצאות ועלויות
(561)	(474)	-		הוצאות אחרות, נטו
<u>10,542</u>	<u>(36,645)</u>	<u>(7,707)</u>	6	חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברות כלולות, נטו
<u>279,321</u>	<u>188,167</u>	<u>513,146</u>		רווח תפעולי לפני היטל רווחי נפט וגז
(4,205)	4,620	(3,837)	20	היטל רווחי נפט וגז
<u>275,116</u>	<u>192,787</u>	<u>509,309</u>		רווח תפעולי
(57,432)	(47,487)	(232,512)	19	הוצאות מימון
59,149	78,390	88,323	19	הכנסות מימון
<u>1,717</u>	<u>30,903</u>	<u>(144,189)</u>		הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
<u>276,833</u>	<u>223,690</u>	<u>365,120</u>		רווח נקי
				הפסד כולל אחר:
-	(5,150)	(4,757)	222	סכומים שיתכן ויסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
(2,721)	(1,830)	7,360		הפסד בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
<u>(2,721)</u>	<u>(6,980)</u>	<u>2,603</u>		העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרים מזומנים
-	(41,256)	(29,322)	248	סכומים שלא יסווגו מחדש לאחר מכן לרווח או הפסד:
<u>(2,721)</u>	<u>(48,236)</u>	<u>(26,719)</u>		הפסד מהשקעה במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן
<u>274,112</u>	<u>175,454</u>	<u>338,401</u>		דרך רווח כולל אחר
				סך הכל הפסד כולל אחר
				סך הכל רווח כולל
<u>0.236</u>	<u>0.191</u>	<u>0.311</u>		רווח בסיסי ומדולל ליחידת השתתפות (בדולר)
<u>1,173,815</u>	<u>1,173,815</u>	<u>1,173,815</u>		מספר יחידות השתתפות משוקלל
				לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על השינויים בהון השותפות (באלפי דולר)

סך-הכל	יתרת רווחים	קרן הון בגין נכסים פיננסיים זמינים למכירה, בגין מכשירים הוניים ועסקאות גידור תזרים מזומנים	קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו	קרן הון בגין פדיון יחידות השתתפות	הון השותפות	
618,478	439,692	9,198	13,166	1,631	154,791	יתרה ליום 31 בדצמבר 2017
14	2,114	(2,100)	-	-	-	השפעת יישום לראשונה של IFRS 9
618,492	441,806	7,098	13,166	1,631	154,791	יתרה ליום 1 בינואר 2018
						שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2018:
276,833	276,833	-	-	-	-	רווח נקי
(2,721)	-	(2,721)	-	-	-	הפסד כולל אחר
274,112	276,833	(2,721)	-	-	-	סך הכל רווח (הפסד) כולל
(274)	(274)	-	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור ג13)
(34,446)	(34,446)	-	-	-	-	רווחים לחלוקה שהוכרזו ¹ (ביאור ג13)
(4,616)	(4,616)	-	-	-	-	מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (ביאור ד13)
1,836	-	-	1,836	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור ז13)
855,104	679,303	4,377	15,002	1,631	154,791	יתרה ליום 31 בדצמבר 2018
						יתרה ליום 1 בינואר 2019
						שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2019:
223,690	223,690	-	-	-	-	רווח נקי
(48,236)	-	(48,236)	-	-	-	הפסד כולל אחר
175,454	223,690	(48,236)	-	-	-	סך הכל רווח (הפסד) כולל
(150,354)	(150,354)	-	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור ג13)
(33,502)	(33,502)	-	-	-	-	תשלומי מס ותשלומי איזון שהוכרזו (ביאור ד13)
(12,300)	(12,300)	-	-	-	-	הפרשה לתשלומי איזון בגין שנים קודמות (ראה ביאור 7א20)
(23,270)	(23,270)	-	-	-	-	מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (ביאור ד13)
2,375	-	-	2,375	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור ז13)
813,507	683,567	(43,859)	17,377	1,631	154,791	יתרה ליום 31 בדצמבר 2019
						שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020:
365,120	365,120	-	-	-	-	רווח נקי
(26,719)	-	(26,719)	-	-	-	הפסד כולל אחר
338,401	365,120	(26,719)	-	-	-	סך הכל רווח (הפסד) כולל
(65,593)	(65,593)	-	-	-	-	רווחים שחולקו (ביאור ג13)
(36,428)	(36,428)	-	-	-	-	תשלומי מס ותשלומי איזון שהוכרזו (ביאור ד13)
(55,146)	(55,146)	-	-	-	-	מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות (ביאור ד13)
2,954	-	-	2,954	-	-	קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה (ביאור ז13)
997,695	891,520	(70,578)	20,331	1,631	154,791	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

¹ כולל ברובו תשלומי מס ותשלומי איזון למחזיקים זכאים, כמפורט בה"ש 47.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
דוחות על תזרימי המזומנים (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום		
31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
276,833	223,690	365,120
47,518	69,719	140,295
-	373	(2,920)
5,070	4,637	(631)
2,603	(2,666)	2,390
(221)	(154)	(13)
1,836	2,375	2,954
(48,804)	(57,458)	(84,836)
(10,542)	36,645	7,707
1,025	(1,381)	(98,819)
446	337	23,319
(2,114)	(4,552)	(5,697)
(15,503)	(14,943)	(21,060)
-	-	(1,333)
(1)	(2,604)	2,199
(18,687)	30,328	(36,445)
258,146	254,018	328,675
(744,186)	(609,926)	(165,085)
(15,930)	(140,523)	(14,596)
-	(75,000)	-
10,850	15,342	14,843
91,159	124,150	(105,908)
(60,000)	(41,428)	(100,000)
100,000	-	100,000
16,125	-	-
(52,590)	23,843	28,921
(654,572)	(703,542)	(241,825)
-	-	2,217,332
775,384	688,136	103,831
-	-	(2,050,000)
(61,359)	(185,902)	(99,120)
(33,310)	(31,919)	(35,021)
24,761	6,370	-
(10,103)	-	(4,939)
(309,897)	-	(320,000)
385,476	476,685	(187,917)
(10,950)	27,161	(101,067)
154,835	143,885	171,046
143,885	171,046	69,979
127,110	150,156	42,259
34,446	33,502	36,428
-	12,300	-
129,117	166,291	256,977
10,205	8,857	1,666
16,125	9,040	-

תזרימי מזומנים - פעילות שוטפת:

רווח לשנה
התאמות בגין:
פחת אזילה והפחתות
שינוי בשווי הוגן של נגזרים פיננסיים, נטו
עדכון התחייבויות בגין סילוק נכסים
שערוך פקדונות והשקעות לזמן קצר ולזמן ארוך
שערוך התחייבות בגין תשלום מבוסס יחידות השתתפות
הטבה מבעל שליטה שנכללה בהוצאות כנגד קרן הון
שערוך נכסים אחרים לזמן ארוך
חלק השותפות בהפסדי (רווחי) חברות כלולות, נטו
שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:
ירידה (עלייה) בלקוחות
ירידה בחייבים ויתרות חובה (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
עלייה בנכסים אחרים לזמן ארוך
ירידה בזכאים ויתרות זכות (כולל מפעיל עסקאות משותפות)
ירידה בהתחייבות להיטל רווחי נפט וגז
עלייה (ירידה) בהתחייבות אחרת לזמן ארוך

מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים - פעילות השקעה:

השקעה בנכסי נפט וגז
עלייה בנכסים אחרים לזמן ארוך
השקעה בחברה כלולה
פרעון הלוואות שניתנו
ירידה (עלייה) בהשקעות לזמן קצר, נטו
הפקדה בפקדונות בבנקים לזמן ארוך
פרעון פקדונות בבנקים לזמן ארוך
דיבידנד שהתקבל מחברה כלולה
ירידה (עלייה) בחייבים - בגין מפעיל עסקאות משותפות
מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) השקעה

תזרימי מזומנים - פעילות מימון:

הנפקת אגרות חוב (בניכוי עלויות הנפקה)
קבלת הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים (בניכוי עלויות גיוס)
פירעון הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים
רווחים, תשלומי איזון ומס שחולקו
תשלומים ע"י המס בו חייבים מחזיקי יחידות השתתפות
החזרים שנתקבלו ממס הכנסה בגין שנים קודמות, נטו
רכישה עצמית של אגרות חוב אשר הונפקו
פרעון אגרות חוב

מזומנים, נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) מימון

עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה

נספח א' - פעילות מימון והשקעה שאינה כרוכה בתזרים מזומנים:

השקעות בנכסי נפט וגז כנגד התחייבויות
רווחים לחלוקה, תשלומי איזון ומס שהוכרזו
הפרשה לתשלומי איזון בגין שנים קודמות
נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:
ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)
ריבית שהתקבלה
דיבידנד שהתקבל

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי:

- א.** דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "**השותפות**") נוסדה על-פי הסכם שותפות מוגבלת מיום 1.7.1993 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 פיקוחו של המפקח, רו"ח מיכה בלומנטל מטעם פאהן קנה ושות', רואי חשבון ועו"ד אורי קידר מטעם קידר פיקוח וניהול (להלן ביחד: "**המפקח**").
- חברת האם של השותף הכללי היא דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "**חברת האם**" ו/או "**דלק אנרגיה**") 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 בישראל ובקפריסין, ובקידום פרויקטים שונים מבוססי גז טבעי, במטרה להגדיל את היקף מכירות הגז הטבעי. במקביל בוחנת השותפות הזדמנויות עסקיות שונות בעלות מאפיינים דומים לאלו בהם פעילה השותפות בתחום החיפוש, הפיתוח וההפקה של גז טבעי ונפט. בהתאם להוראות מתווה הגז (ראה ביאור 12יב1 להלן), נדרשת השותפות להעביר עד ליום 17.12.2021 את מלוא זכויותיה בחזקות תמר I/12 ודלית I/13 (להלן ביחד: "**חזקות תמר ודלית**") וכן את החזקותיה בתמר פטרוליום בע"מ. לפרטים בדבר שינוי מבנה אפשרי לפיצול נכסי השותפות שנבחן על ידי השותפות ולאופן העברת הזכויות בתמר ודלית, ראה סעיף ה להלן.
- ג.** ביום 31 בדצמבר 2019 החלה הזרמת גז טבעי ממאגר לויתן לשוק המקומי ובחודש ינואר 2020 החלה הזרמת הגז הטבעי לירדן ולמצרים (להלן ביחד: "**השוק האיזורי**"), בהתאמה. בחודש יולי 2020 החלה הזרמת גז טבעי ממאגר תמר למצרים. הכנסות השותפות בתקופת הדוח ממכירת גז טבעי מושפעות בעיקר מהיקף הצריכה של גז טבעי בשוק המקומי על ידי חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "**חברת החשמל**") ובשוק האיזורי על ידי Blue Ocean Energy (להלן: "**דולפינוס**") ו-The National Electric Power Company (להלן: "**נפקו**") (ראה ביאורים 12ג1, 12ג2 ו-14 להלן).
- ד.** הנתונים הכספיים של העסקאות המשותפות המשמשים 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**") ומפעילת העסקה המשותפת בקפריסין Noble Energy International Ltd (להלן: "**נובל קפריסין**").
- ביום 5.10.2020 הודיעה חברת Chevron Corporation (להלן: "**שברון**") על השלמת עסקת מיזוג בינה לבין Noble Energy Inc. (להלן: "**נובל אינק**"), חברת האם של נובל, המפעילה בנכסי הנפט תמר ולויתן ושל נובל קפריסין.
- ה.** ביום 17.3.2019 החליט דירקטוריון השותף הכללי להנחות את הנהלת השותפות לבחון ולקדם תכנית לפיצול נכסי השותפות. לפיכך, פעלה השותפות במהלך השנה האחרונה, לקידום מתווה אפשרי לפיצול נכסיה, לפיו יועברו כלל נכסי השותפות, למעט זכויותיה בחזקות תמר ודלית ובפרויקט ים תטיס, לתאגיד אנגלי חדש (להלן: "**התאגיד האנגלי**") כנגד הקצאת מניות אשר תחולקנה למחזיקי יחידות ההשתתפות, ובהמשך לכך יבצע התאגיד האנגלי הנפקת מניות למשקיעים זרים וירשום את מניותיו למסחר בבורסה בלונדון ובבורסה בת"א (להלן: "**עסקת לונדון**"). במסגרת קידום עסקת לונדון הכינה השותפות טיוטת תשקיף הנפקה אשר הוגשה לאחרונה לאישור הרגולטור הבריטי (ה-FCA) מטעם התאגיד האנגלי. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ממשיכה השותפות לפעול לקידום עסקת לונדון ופועלת בעזרת יועציה לגיבוש פרטי העסקה.
- מודגש כי, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה לאשר את עסקת לונדון וכי עסקת לונדון טעונה, בין היתר, קבלת אישורים רגולטוריים בישראל ובחו"ל וכפופה, בין היתר, לאישור אסיפת מחזיקי היחידות, השגת אישורים שונים והשלמת פעולות נוספות אשר היתכנותם אינה ודאית, ולפיכך אין כל וודאות שהעסקה תצא לפועל.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי (המשך):

ה. (המשך):

בשים לב להוראות מתווה הגז המחייבות את השותפות להעביר את מלוא זכויותיה בחזקות תמר ודלית לצד שלישי עד לחודש דצמבר 2021, בכוונת השותפות למקד בתקופה הקרובה את מאמציה במציאת פתרון מיטבי לקיום דרישות מתווה הגז, ובמסגרת זו בכוונתה לפעול בעיקר לקידום האפשרות למכירת הזכויות האמורות לצד שלישי.

ו. התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות:

בסוף שנת 2019 ובמהלך הרבעון הראשון לשנת 2020 החל להתפשט בסין ולאחר מכן ברחבי העולם, נגיף הקורונה (Covid-19), אשר בחודש מרץ 2020 הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן: "משבר הקורונה").

במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020 נרשמו בשווקים הבינלאומיים ירידות חדות ביותר במחירי הנפט והגז הטבעי, אותן ניתן להערכת השותפות לייחס למשבר הקורונה, כמו גם לסיבות וגורמים נוספים המשפיעים על הביקוש וההיצע של מוצרי אנרגיה. עם זאת, לקראת סוף שנת 2020 ובמהלך החודשים הראשונים לשנת 2021 חלה התאוששות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם, לרבות במחירי הנפט וה-LNG.

כמו כן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2020, ובעיקר במהלך הרבעון השני, נרשמה בשוק המקומי סטגנציה בביקושים לגז טבעי לעומת התקופה המקבילה אשתקד וזאת בעיקר בשל השפעות משבר הקורונה על היקף הביקושים לחשמל בשווקים אלו, כתוצאה מסגרים ומהגבלות על הפעילות הכלכלית. יצוין כי, על אף הימשכות משבר הקורונה, נרשמה עלייה בביקושים לגז טבעי במחצית השנייה לשנת 2020 לעומת התקופה המקבילה אשתקד.

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, קיים קושי לאמוד כיצד ימשיך ויתפתח משבר הקורונה בשנים הבאות, מה יהיה היקף השפעתו על הכלכלה העולמית ומה תהיה השפעתו על הביקושים והמכירות מהמאגרים לוותין ותמר בשנים הקרובות. בנסיבות אלו, משבר הקורונה מהווה סיכון מאקרו כלכלי גלובלי המייצר אי ודאות באשר לפעילות הכלכלית העתידית בעולם ולהשפעות הצפויות על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה ועלול לגרום לפגיעה בענפים רבים ובכלל זה בתחום האנרגיה בו פועלת השותפות.

כחלק מאסטרטגיית ההתמודדות עם משבר הקורונה, פעלו שותפי תמר, שותפי לוותין ושותפי בלוק 12 בקפריסין, להתאימות ולקטיון בתקציבי התפעול לשנת 2020 ולדחיית תקציבי השקעות מתוכננות לשנים מאוחרות יותר, ובהתאם אישור השותפים בפרויקטים הנ"ל תקציבים מעודכנים לשנת 2020. השותפות ממשיכה ופועלת, יחד עם יתר שותפיה בפרויקטים הנ"ל, להרחבת תוכניות ההתייעלות אף בשנים הבאות.

כמו כן, בעקבות התפשטות משבר הקורונה, מדינות רבות, בכללן ישראל, נוקטות בצעדים קיצוניים בניסיון למנוע את התפשטות הנגיף, כגון הגבלות על תנועת אזרחים והתכנסויות, הגבלות תחבורתיות על נוסעים וסחורות, סגירת גבולות בין מדינות, וכיוצא באלה. מעבר להשפעתם השלילית של צעדים אלו על הצמיחה הכלכלית המקומית והעולמית, למגבלות ולפעולות בהן נוקטות וינקטו ישראל ומדינות אחרות להתמודדות עם משבר הקורונה עלולה להיות השפעה שלילית מהותית על תכניות העבודה של השותפות. כתוצאה מצעדים אלו, עשויים להיגרם עיכובים בכניסת מומחים זרים וכן באספקת ציוד ייעודי לתוך מדינת ישראל, עקב מגבלות החלות על תנועת אזרחים בין אתרים ומדינות וכן מגבלות על ייצור או שינוע החלות במדינות השונות, דבר שעלול, בין היתר, לשבש את פעילות ההפקה הסדירה, את תכניות העבודה של המפעילה ואף להשית עלויות נוספות בלתי צפויות. בקשר לכך, יצוין כי נובל, המפעילה בפרויקטים תמר ולויתין, בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט ומשרד הבריאות, גיבשה תכנית פעולה להתמודדות עם משבר הקורונה, בין היתר, במגמה להבטיח, ככל שניתן, שכוח העבודה של המפעילה יוכל להגיע למתקני הפרויקטים בים וביבשה ולהמשיך בביצוע פעולות חיוניות במתקנים האמורים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, משבר הקורונה לא הביא לפגיעה מהותית במערך התפעול בפרויקטים תמר ולויתין. עם זאת, מאחר שקיימת אי ודאות לגבי אופן התפתחות משבר הקורונה קיים סיכון כי על אף צעדי המניעה הננקטים על ידי השותפים בפרויקטים ייפגע תפעול המאגרים.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 1 - כללי:

ז. נכון ליום 31.12.2020, לשותפות גרעון בהון החוזר בסך של כ-148 מיליון דולר לתקופה של שנים עשר חודשים, הנובע בעיקר מאגרות חוב סדרה א' העומדות לפרעון בחודש דצמבר 2021. ביום 14.3.2021 קבע דירקטוריון השותף הכללי, כי אין בגירעון האמור כדי להצביע על בעיית נזילות בשותפות וכי יהיו בידיה מקורות מספקים בשנה הקרובה על מנת לממן את פעילותה ו/או לעמוד בהתחייבויותיה הקיימות והצפויות.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

המדיניות החשבונאית המפורטת להלן יושמה בדוחותיה הכספיים של השותפות בעקביות, בכל תקופות המוצגות, למעט אם נאמר אחרת.

א. הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):

הדוחות הכספיים מצייתים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים.

ב. עקרונות עריכת הדוחות הכספיים:

הדוחות הכספיים השנתיים כוללים את הגילוי הנוסף הנדרש לפי תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התשי"ע - 2010.

הדוחות הכספיים נערכו תוך יישום עקרון העלות, למעט לגבי נכסים והתחייבויות פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן. השותפות בחרה להציג את פריטי הרווח או ההפסד לפי שיטת מאפיין הפעילות.

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. ראה סעיף 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, למעט אלה המהוונים לנכסים כשירים או נזקים להון בעסקאות גידור, נזקים לרווח או הפסד;
- 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.

ה. תקופת המחזור התפעולי:

תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

ו. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC:

1. עסקה משותפת מהווה הסדר חוזי, אשר על-פיו, שני צדדים או יותר נוטלים על עצמם פעילות כלכלית של חיפושי נפט וגז בנכס הנמצא בבעלות משותפת. עסקאות משותפות מסוימות, כרוכות לעיתים קרובות בבעלות משותפת בנכס אחד או יותר.

עסקאות בהן לא קיימת דרישה פורמלית להסכמה פה אחד של הצדדים השותפים לעסקה, אינן מקיימות את ההגדרה לשליטה משותפת בהתאם ל- IFRS 11.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ו. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC (המשך):

1. (המשך):

למרות זאת, בחינת עסקאות אלה מלמדת כי לעסקאות עצמן אין זכויות כלשהן בנכסים וכי אין מתחייבות בהתקשרויות בשם המשתתפים. ההתקשרויות נערכות ישירות בין המשתתפים לבין צד ג' (מי שאינו שותף בעסקה המשותפת). אולם קיימות התקשרויות אשר המפעיל מתקשר באופן ישיר עם צד ג'. כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות הנובעות מהעסקה המשותפת. 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. השותפות מציגה את חלקה בהתחייבות של העסקאות המשותפות לצד ג', במסגרת סעיף זכאים ויתרות זכות.

4. 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.

ז. שווי מזומנים:

השקעות לזמן קצר ברמת נזילות גבוהה הכוללות, בין היתר, פקדונות לזמן קצר שהופקדו בבנקים ושאינם מוגבלים בשימוש ושאינם משועבדים נחשבות שווי מזומנים. 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.

ח. פקדונות לזמן קצר:

פקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים אך קצרה משנה במועד ההשקעה. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

ט. מכשירים פיננסיים:

1) נכסים פיננסיים:

נכסים פיננסיים נמדדים במועד ההכרה לראשונה בשוויים ההוגן ובתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לרכישה של הנכס הפיננסי, למעט במקרה של נכס פיננסי אשר נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, לגביו עלויות עסקה נזקפות לרווח או הפסד.

השותפות מסווגת ומודדת את מכשירי החוב בדוחותיה הכספיים על בסיס הקריטריונים להלן:

(א) המודל העסקי של השותפות לניהול הנכסים הפיננסיים, וכן

(ב) מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי.

השותפות מודדת מכשירי חוב בעלות מופחתת כאשר:

המודל העסקי של השותפות הינו החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים; וכן התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה.

לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו יוצגו על פי תנאיהם לפי העלות בתוספת עלויות עסקה ישירות, תוך שימוש בשיטת העלות המופחתת.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ט. מכשירים פיננסיים (המשך):

(1) נכסים פיננסיים (המשך):

כמו כן, במועד ההכרה לראשונה השותפות יכולה לייעד, ללא אפשרות לשינוי יעוד זה, מכשיר חוב כנמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד אם יעוד שכזה מבטל או מקטין משמעותית חוסר עקביות במדידה או בהכרה, לדוגמה במקרה בו ההתחייבויות הפיננסיות המתייחסות נמדדות אף הן בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות מודדת מכשירי חוב בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר כאשר:

המודל העסקי של השותפות הינו הן החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים והן מכירת הנכסים הפיננסיים; וכן התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה. לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו נמדדים לפי השווי ההוגן. רווחים או הפסדים כתוצאה מהתאמות שווי הוגן, למעט ריבית, הפרשי שער וירידת ערך מוכרים ברווח כולל אחר.

השותפות מודדת מכשירי חוב בשווי הוגן דרך רווח או הפסד כאשר:

נכס פיננסי שמהווה מכשיר חוב אינו עומד בקריטריונים למדידתו בעלות מופחתת או בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר. לאחר ההכרה הראשונית, הנכס הפיננסי נמדד בשווי הוגן כאשר רווחים או הפסדים כתוצאה מהתאמות שווי הוגן, נזקפים לרווח או הפסד.

מכשירים הוניים:

נכסים פיננסיים המהווים השקעות במכשירים הוניים אינם עומדים בקריטריונים האמורים לעיל ועל כן נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

בקשר עם מכשירים הוניים שאינם מוחזקים למסחר, במועד ההכרה לראשונה, השותפות רשאית לבצע בחירה שאינה ניתנת לשינוי, להציג ברווח כולל אחר שינויים עוקבים בשווי ההוגן אשר אילולא כן היו מוכרים דרך רווח או הפסד. שינויים אלה בשווי הוגן לא ייזקפו לרווח או הפסד בעתיד גם לא בעת גריעת ההשקעה. הכנסות מדיבידנד מהשקעות במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר מוכרות במועד הקובע לזכאות לדיבידנד בדוח על הרווח או הפסד.

(2) ירידת ערך נכסים פיננסיים:

השותפות בוחנת בכל מועד דיווח את ההפרשה להפסד בגין מכשירי חוב פיננסיים אשר אינם נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות מבחינה בין שני מצבים של הכרה בהפרשה להפסד;

מכשירי חוב אשר לא חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה, או מקרים בהם סיכון האשראי נמוך – ההפרשה להפסד שתוכר בגין מכשיר חוב זה תביא בחשבון הפסדי אשראי חוזיים בתקופה של 12 חודשים לאחר מועד הדיווח, או מכשירי חוב אשר חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה בהם ואשר סיכון האשראי בגינם אינו נמוך, ההפרשה להפסד שתוכר תביא בחשבון הפסדי אשראי החוזיים - לאורך יתרת תקופת חי המכשיר. השותפות מיישמת את ההקלה שנקבעה בתקן לפיה היא מניחה שסיכון האשראי של מכשיר חוב לא עלה באופן משמעותי ממועד ההכרה לראשונה אם נקבע במועד הדיווח כי המכשיר הינו בעל סיכון אשראי נמוך, למשל כאשר המכשיר הינו בעל דירוג חיצוני של "דרגת השקעה".

ירידת הערך בגין מכשירי חוב הנמדדים לפי עלות מופחתת תיזקף לרווח או הפסד כנגד הפרשה ואילו ירידת הערך בגין מכשירי חוב הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר תיזקף לרווח או הפסד כנגד רווח כולל אחר ולא תקטין את הערך בספרים של הנכס הפיננסי בדוח על המצב הכספי.

(3) גריעת נכסים פיננסיים:

השותפות גורעת נכס פיננסי כאשר ורק כאשר:

- (א) פקעו הזכויות החוזיות לתזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי, או
- (ב) השותפות מעבירה באופן מהותי את כל הסיכונים וההטבות הנובעים מהזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי או כאשר חלק מהסיכונים וההטבות בעת העברת הנכס הפיננסי נותרים בידי השותפות אך ניתן לומר כי העבירה את השליטה על הנכס, או

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ט. מכשירים פיננסיים (המשך):

(3) גריעת נכסים פיננסיים (המשך):

(ג) השותפות מותירה בידיה את הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים הנובעים מהנכס הפיננסי, אך נוטלת על עצמה מחויבות חוזית לשלם תזרימי מזומנים אלה במלואם לצד שלישי, ללא עיכוב מהותי.

(4) התחייבויות פיננסיות:

במועד ההכרה לראשונה, השותפות מודדת את ההתחייבויות הפיננסיות בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין להנפקה של ההתחייבות הפיננסית.

לאחר ההכרה הראשונה, השותפות מודדת את כל ההתחייבויות הפיננסיות לפי שיטת העלות המופחתת.

(5) גריעת התחייבויות פיננסיות:

השותפות גורעת התחייבות פיננסית כאשר ורק כאשר, היא מסולקת – דהיינו, כאשר המחויבות שהוגדרה בחוזה נפרעת או מבוטלת או פוקעת.

התחייבות פיננסית מסולקת כאשר החייב פורע את ההתחייבות על ידי תשלום במזומן, בנכסים פיננסיים אחרים או משוחרר משפטית מההתחייבות.

במקרה של שינוי תנאים בגין התחייבות פיננסית קיימת, השותפות בוחנת האם תנאי ההתחייבות שונים מהותית מהתנאים הקיימים.

כאשר נעשה שינוי מהותי בתנאי התחייבות פיננסית קיימת או החלפה של התחייבות פיננסית בהתחייבות אחרת בעלת תנאים שונים באופן מהותי, השינוי מטופל כגריעה של ההתחייבות הפיננסית המקורית והכרה של התחייבות פיננסית חדשה. ההפרש בין היתרה של שתי ההתחייבויות הנ"ל בדוחות הכספיים נזקף לרווח או הפסד.

במקרה בו השינוי אינו מהותי או החלפה של התחייבות פיננסית בהתחייבות פיננסית אחרת בעלי תנאים שאינם שונים באופן מהותי, השותפות נדרשת לעדכן את סכום ההתחייבות הפיננסית, קרי להוון את תזרימי המזומנים החדשים בשיעור הריבית האפקטיבית המקורית, כאשר ההפרשים ייזקפו לרווח או הפסד. בעת הבחינה האם מדובר בשינוי מהותי בתנאי התחייבות קיימת, מביאה השותפות בחשבון שיקולים איכותיים וכמותיים.

(6) 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. הזכות לקזז חייבת להיות ניתנת לאכיפה משפטית לא רק במהלך העסקים הרגיל של הצדדים לחוזה אלא גם במקרה של פשיטת רגל או חדלות פירעון של אחד הצדדים. על מנת שהזכות לקזז תהיה קיימת באופן מיידי, אסור שהיא תהיה תלויה באירוע עתידי או שיהיו פרקי זמן שבהם היא לא תחול, או שיהיו אירועים שיגרמו לפגיעתה.

(7) נגזרים משובצים:

בהתאם להוראות התקן נגזרים המשובצים בנכסים פיננסיים, לא יופרדו מחוזה מארח. חוזים מעורבים אלה יימדדו בכללותם בעלות מופחתת או בשווי הוגן, בהתאם לקריטריונים של המודל העסקי ותזרימי המזומנים החוזיים.

כאשר חוזה מארח אינו מקיים את ההגדרה של נכס פיננסי, נגזר משובץ מופרד מהחוזה המארח ומטופל כנגזר כאשר המאפיינים והסיכונים הכלכליים של הנגזר המשובץ אינם קשורים באופן הדוק למאפיינים ולסיכונים הכלכליים של החוזה המארח, הנגזר המשובץ מקיים את ההגדרה של נגזר וכן המכשיר המעורב אינו נמדד בשווי הוגן כאשר השינויים נזקפים לרווח או הפסד.

הערכה מחדש של הצורך בהפרדת נגזר משובץ נעשית רק כאשר יש שינוי בהתקשרות המשפיע באופן משמעותי על תזרימי המזומנים מההתקשרות.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ט. מכשירים פיננסיים (המשך):

(8) מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (הגנה):

השותפת 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.

רווחים או הפסדים הנובעים משינויים בשווי ההוגן של נגזרים שאינם משמשים למטרות גידור נזקפים מיידית לרווח או הפסד.

עסקאות גידור כשירות לחשבונאות גידור בין היתר כאשר במועד יצירת הגידור קיים ייעוד ותיעוד פורמלי של יחסי הגידור ושל מטרות ניהול הסיכונים והאסטרטגיה של השותפות לבצע גידור.

הגידור נבחן על בסיס מתמשך ונקבע בפועל שהוא בעל אפקטיביות גבוהה במהלך תקופת הדיווח הכספי שאליו יועד הגידור.

עסקאות גידור (הגנה) מטופלות כדלקמן:

גידור תזרימי מזומנים:

החלק האפקטיבי של השינויים בשווי ההוגן של המכשיר המגדר מוכר ברווח כולל אחר בעוד שהחלק הלא אפקטיבי מוכר מיידית לרווח או הפסד.

רווח כולל אחר מסווג לרווח או הפסד כאשר תוצאות הפריט המוגדר נזקפות לרווח או הפסד, לדוגמה, בתקופות שהכנסת ריבית או הוצאת ריבית מוכרות או כאשר מכירה חזויה מתרחשת.

כאשר הפריט המגדר הוא נכס או התחייבות לא פיננסיים, עלותם כוללת גם את סכום הרווח (הפסד) בגין המכשיר המגדר אשר הוכר קודם לכן ברווח כולל אחר.

השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור מכאן ולהבא רק כאשר יחסי הגידור או חלקם, מפסיקים לקיים את הקריטריונים המזכים (לאחר הבאה בחשבון של איזון מחדש כלשהו של יחסי הגידור, אם רלוונטי), כולל מקרים בהם המכשיר המגדר פוקע, נמכר, מבוטל או ממומש. כאשר השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור, הסכום שהצטבר בקרן הגידור ישאר בקרן הגידור עד שתזרים המזומנים יתרחש או יסווג לרווח או הפסד אם תזרימי המזומנים העתידיים המגודרים אינם חזויים עוד להתרחש.

י. 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.

להלן סוגי ההפרשות שנכללו בדוחות הכספיים:

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 IFRIC 21, לפיה ההתחייבות לתשלום ההיטל תוכר רק בעת קרות האירוע היוצר את המחויבות לתשלום (ראה סעיף כב להלן).

מחויבות לסילוק נכסים:

בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים, ראה סעיף יא2 להלן בדבר עלויות בגין מחויבויות לסילוק נכסים.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יא. הוצאות חיפושי נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז:

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.

(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 בדוח על הרווח הכולל.

(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 לדוח על הרווח הכולל. כמפורט בפסקה ה להלן.

(ה) השקעות בנכסי נפט וגז, אשר החלו בהפקה מסחרית, הופחתו עד ליום 31.12.2019 בשיטת האזילה (דהיינו על בסיס כמות ההפקה) כדלקמן: עלות הקידוחים הופחתה לפי כמות הרזרבות המוכחות והמפותחות, ועלות הרכיבים הנוספים (כגון: פלטפורמה, צנרת ומתקני קבלה), הופחתה לפי כמות הרזרבות המוכחות (המפותחות ושעתידות להיות מפותחות).

במהלך הרבעון הראשון של שנת 2020, ביצעה השותפות שינוי באומדן העתודות המשמשות בסיס להפחתת נכסי הגז והנפט. זאת, בין היתר, לאור הניסיון שצברה השותפות לאורך השנים בהפעלת מאגר תמר והפרקטיקה המקובלת בעולם לגבי הפחתת נכסי גז ונפט בחנה השותפות את בסיס העתודות המופחתות והגיעה למסקנה כי הפחתת הנכסים בהתאם לשיטת יחידת הייצור ובהתבסס על עתודות מוכחות וצפויות (Proved + Probable Reserves להלן: "P2") חלף עתודות מוכחות בלבד, תשקף בצורה נאותה יותר את דפוס השימוש החזוי בנכס.

להערכת השותפות, הפחתת נכסי הגז והנפט בהתאם לבסיסי העתודות המוכחות והצפויות (P2) מגביר את ההשוואתיות בין תוצאות השותפות לתוצאות חברות דומות בארץ ובעולם (לרבות חברות ההשוואה של השותפות), מייצג בצורה נאותה את הערכות ההנהלה בקשר עם השימוש בנכס, עקבי עם המידע שמספקת השותפות למשקיעים השונים וכן עקבי עם הטיפול החשבונאי בעסקאות נוספות הקשורות לנכסי הגז והנפט כגון הערכות שווי, בחינות ירידת ערך והנחיות ייעודיות לתעשיית הגז והנפט.

בהתאם להפחתה בהתבסס על בסיס עתודות מוכחות וצפויות, מתווסף לערך בספרים (לצרכי חישוב שיעור הוצאות הפחת בלבד), אומדן סכום ההשקעות העתידיות (בערכים לא מהווים) הדרוש להפקת העתודות כאמור. הסכומים הנ"ל מוכפלים בכמות הגז שהופקה במהלך התקופה ביחס לאומדן העתודות לפי 2P.

שינוי האומדן בוצע ביחס לכל נכסי הגז והנפט של השותפות ויושם באופן של מכאן והלאה. השפעת שינוי האומדן על הדוחות הכספיים לשנת 2020 הובילה לקיטון בהוצאות פחת של כ- 8.4 מיליוני דולר, מתוכם כ- 6.3 מיליוני דולר מיוחסים למאגר לווייתן אשר החל את הפקתו המסחרית ברבעון הראשון לשנת 2020.

(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 יד להלן).

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יא. הוצאות חיפושי נפט וגז, פיתוח מאגרים מוכחים והשקעה בנכסי נפט וגז (המשך):

1. (המשך):

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 שנתרות בידי המעביר.

בהסכמים בהם השותפות היא המעבירה: השותפות לא תרשום כל הוצאה אשר הוצאה על-ידי הנעבר והיא תכיר בדוח על הרווח הכולל 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 של ההתחייבות והוא מופחת לרווח או הפסד כאמור בפסקה 1 לעיל.

שינויים הנובעים מעיתוי, משיעורי ההיוון ומסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות, מתווספים או נגרעים מהנכס (ככל שלא הופחת במלואו) בתקופה השוטפת במקביל לשינוי בהתחייבות. בסעיפי הדוח על המצב הכספי רשומות יתרת התחייבות (בסעיפים "התחייבויות אחרות לזמן קצר" ו-"התחייבויות אחרות לזמן ארוך") ביאור 11 להלן, ויתרת נכס לאחר הפחתה (בסעיף "השקעות בנכסי נפט וגז"). ביאור 7 להלן.

יב. 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.

יג. הכרה בהכנסה:

ביום 1.1.2018 יישמה השותפות לראשונה את תקן דיווח כספי בינלאומי מספר 15 - הכנסות מחוזים עם לקוחות (להלן "התקן"), השותפות בחרה ליישם את הוראות התקן למפרע עם הקלות וללא הצגה מחדש של מספרי השוואה.

הכנסות מחוזים עם לקוחות, מוכרות ברווח או הפסד כאשר השליטה בנכס או בשירות מועברות ללקוח. הכנסה נמדדת ומוכרת לפי שווי הוגן של התמורה שהישות צופה להיות זכאית לה, בניכוי התמלוגים שנגבו לטובת המדינה, צדדים קשורים וצדדים שלישיים. הכנסה מוכרת ברווח או הפסד עד למידה שצפוי שההטבות הכלכליות יזרמו לשותפות, וכן ההכנסה והעלויות, אם רלוונטי, ניתנות למדידה מהימנה.

יד. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:

השותפות בוחנת בהתאם לכללים שנקבעו ב- IAS 36 ו- IFRS 6 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.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יד. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים (המשך):

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 שאליה שייך הנכס.

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבת מזומנים הינה מלוא השקעות השותפות במאגר 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.

סכום 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 היוון מתאים לתזרימי מזומנים אלה.

במדידת סכום 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.

טו. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:

עריכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים, 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.

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 והקונדנסט (להלן ביחד: "**עתודות הגז**") - אומדן עתודות הגז משמש, בין היתר, לקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת וגם לצורך בחינת ירידת ערך אפשרית. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של עתודות גז מוכחות, נעשית בהתאם לשיטת האזילה כאמור בסעיף 1א להלל.

כמות הגז המוערכת במאגרים המוכחים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים בלתי תלויים 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 הערכות יועצים מקצועיים ונבחנים מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טו. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים (המשך):

מועד החזר ההשקעה לצורך תשלום תמלוג על בפרויקט תמר - בהכנת דוח לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר התבססה השותפות, בין היתר, 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. (ראה גם ביאורים 15 ב ו- 12יא6 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 שיפוטם 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, באומדן תזרימי מזומנים בגין הערכת משאבים ואומדן שיעורי היות בהתחשב בהערכת סיכונים כגון סיכון נזילות, סיכון אשראי ותנודתיות, עשויים להשפיע על השווי ההוגן של נכסים אלו.

היטל רווחי נפט - השותפות הכירה בשנת הדוח בהוצאה בגין היטל רווחי נפט בגין פרויקט תמר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, קיימות מספר מחלוקות פרשניות מול רשות המיסים. בהתאם לאומדנים שערכה השותפות, נכון ליום 31.12.2020, קמה ההתחייבות לתשלום ההיטל בפרויקט תמר וכללה השותפות בחשבונוניתה הפרשה לתשלום היטל בשנת 2020. אומדני השותפות נעשו לפי מיטב הבנתה ובהסתמך, בין היתר, על חוות דעת יועציה המשפטיים באשר לסוגיות שבמחלוקת שלגבי מרביתן קיימת הערכה שסיכויי קבלת טענות השותפות עולים על סיכויי דחייתן.

אומדן ירידת ערך נכסי נפט וגז - בחינת ירידת ערך נכסי נפט וגז כרוכה באומדנים, הבחינה מחייבת את השותפות לבצע אומדן של תזרימי המזומנים העתידיים הצפויים לנבוע משימוש מתמשך ביחידה מניבת המזומנים של השותפות מעודדות מסוג 2P (Proved Reserves + Probable Reserves). לבחינת ירידת הערך של נכסי נפט וגז ראה ביאור 10ג7.

טז. 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.

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.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טז. שווי הוגן (המשך):

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.

יז. 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.

יח. הטבות לעובדים:

1. הטבות לעובדים לטווח קצר:

הטבות לעובדים לטווח קצר אשר כוללות משכורות, דמי הבראה, ימי חופשה, ימי מחלה והפקדות מעסיק 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 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יט. תשלום מבוסס יחידות השתתפות:

- 1) השותפות מכירה בעסקאות תשלום מבוסס יחידות השתתפות, בהתאם להוראות תקן דיווח כספי בינלאומי 2. עסקאות אלה כוללות עסקאות עם עובדים שיסולקו 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 יחידות השתתפות המסולקות במזומן, עלות העסקה נמדדת לפי השווי ההוגן במועד ההענקת באמצעות שימוש במודל תמחור אופציות מקובל. השווי ההוגן מוכר כהוצאה על פני תקופת ההבשלה ובמקביל מוכרת התחייבות נמדדת מחדש בכל תקופת דיווח לפי השווי ההוגן עד לסילוקה, כאשר שינויים בשווי ההוגן נזקפים לרווח או הפסד. כאשר השותפות מקבלת שירותים בתמורה לתשלום המבוסס על מכשיריה ההוניים המוענק על ידי השותף הכללי, מדובר בעסקת תשלום מבוסס יחידות השתתפות כך שהוצאה תוכר ברווח או הפסד על פני תקופת הזכאות של העובדים למכשירים ההוניים כנגד רישום סכום מקביל בהון בגין הזרמה הונית שהתקבלה מחברת האם או מהשותף הכללי.

כ. הטבה מבעלי שליטה:

השותפות זוקפת הוצאות בדוחות על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין הטבה שקיבלה מבעל השליטה.

כא. מסים על ההכנסה:

הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על ההכנסה, מאחר וחבות המס על רווחי השותפות חלה על השותפים בשותפות. תשלומים ששילמה השותפות למס הכנסה הינם על חשבון המס שחייבים בו בעלי היחידות בשותפות והם מופחתים מסעיף העודפים במסגרת הון השותפות ראה גם ביאור 4א20 בדבר טיטות תקנות מס הכנסה שפורסמה בחודש אוקטובר 2020.

כב. היטל רווחי נפט וגז:

- 1) 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.
 - 2) במהלך שנת 2017, ערכה הנהלת השותפות, ביחד עם השותפים הישראלים (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 לתשלומה (קרי רק החל ממועד תחילת תשלומה בפועל). בהתאם להערכות השותפות, המחויבות להיטל בגין פרויקט תמר קמה בשנת הדוח (לפרטים נוספים ראה ביאור 20ב).

כג. חכירות:

ביום 1 בינואר 2019 יישמה השותפות לראשונה את תקן דיווח כספי בינלאומי 16 חכירות, השותפות בחרה ליישם את הוראות התקן למפרע חלקי (ללא הצגה מחדש של מספרי השוואה). השותפות מטפלת בחוזה כחוזה חכירה כאשר בהתאם לתנאי החוזה מועברת זכות לשלוט בנכס מזוהה לתקופת זמן בעבור תמורה.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כג. חכירות (המשך):

השותפות כחוכר:

עבור העסקאות בהן השותפות מהווה חוכר היא מכירה במועד התחילה בחכירה בנכס זכות שימוש כנגד התחייבות בגין חכירה וזאת למעט עסקאות חכירה לתקופה של עד 12 חודשים ועסקאות חכירה בהן נכס הבסיס בעל ערך נמוך, בהן בחרה השותפות להכיר. בתשלומי החכירה כהוצאה ברווח או הפסד בקו ישר על פני תקופת החכירה.

במסגרת מדידת ההתחייבות בגין חכירה בחרה השותפות ליישם את ההקלה הניתנת בתקן ולא ביצעה הפרדה בין רכיבי חכירה לרכיבים שאינם חכירה כגון: שירותי ניהול, שירותי אחזקה ועוד, הכלולים באותה עסקה. במועד התחילה התחייבות בגין חכירה כוללת את כל תשלומי החכירה שטרם שולמו מהוונים בשיעור הריבית הגלומה בחכירה כאשר היא ניתנת לקביעה בנקל או בשיעור הריבית התוספתי של השותפות. לאחר מועד התחילה מודדת השותפות את ההתחייבות בגין חכירה בשיטת הריבית האפקטיבית.

נכס זכות השימוש במועד התחילה מוכר בגובה ההתחייבות בגין חכירה בתוספת תשלומי חכירה ששולמו במועד התחילה או לפניו ובתוספת של עלויות עסקה שהתהוו. נכס זכות השימוש נמדד במודל העלות ומופחת לאורך החיים השימושיים שלו, או תקופת החכירה לפי הקצר שבהם.

כאשר מתקיימים סימנים לירידת ערך, בוחנת השותפות ירידת ערך לנכס זכות השימוש בהתאם להוראות IAS 36.

השותפות כמחכיר:

המבחנים לסיווג חכירה כמימונית או כתפעולית מבוססים על מהות ההסכם והם נבחנים במועד ההתקשרות על-פי הכללים שנקבעו בתקן:

(1) חכירה מימונית:

עסקת חכירה בה מועברים באופן ממשי כל הסיכונים וההטבות הקשורים לבעלות על הנכס לחוכר, מסווגת כחכירה מימונית.

במועד התחילה הנכס החכור נגרע וכנגד מוכר נכס "חייבים בגין חכירה מימונית" השווה לערך הנוכחי של תקבולי החכירה מהוונים בריבית הגלומה בחכירה. הפרש כלשהו בין יתרת הנכס החכור לפני הגריעה לבין יתרת החייבים בגין חכירה מימונית מוכר ברווח או הפסד.

(2) חכירה תפעולית:

עסקת חכירה בה לא מועברים באופן ממשי כל הסיכונים וההטבות הקשורים לבעלות על הנכס, מסווגת כחכירה תפעולית. תקבולי החכירה מוכרים כהכנסה ברווח או הפסד בקו ישר על פני תקופת החכירה. עלויות ראשוניות ישירות שהתהוו בגין הסכם החכירה, מתווספות לעלות הנכס המוכר ומוכרות כהוצאה לאורך תקופת החכירה לפי אותו בסיס.

כד. 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.

כה. 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.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כה. השקעה המטופלת לפי שיטת השווי המאזני (המשך):

השותפות בוחנת סכום בר ההשבה מחברה כלולה, ביחד עם נכסים אחרים של השותפות אשר תזרימי המזומנים מהם תלויים באותם גורמים בהם תלויים תזרימי המזומנים מהחברה הכלולה. במועד איבוד השפעה מהותית בחברה הכלולה, מכירה השותפות ברווח או הפסד, בהתאם להפרש שבין יתרת ההשקעה בחברה הכלולה בספרי השותפות והשווי ההוגן שלה.

כו. שינויים במדיניות החשבונאית- יישום לראשונה של תקן דיווח כספי חדש ותיקונים לתקני חשבונאות קיימים: ליישום לראשונה של תקני דיווח כספי או תיקונים להם, לא הייתה השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

כז. גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם:

1. תיקון ל- IAS 1 הצגת דוחות כספיים

בחודש ינואר 2020 פרסם ה- IASB תיקון ל- IAS 1 בדבר הדרישות לסיווג התחייבויות כשוטפות או כלא שוטפות (להלן - התיקון).

התיקון מבהיר את העניינים הבאים: מהי הכוונה בזכות בלתי מותנית לדחות את הסילוק; זכות הדחייה חייבת להתקיים לתום תאריך הדיווח; סיווג אינו מושפע מהסבירות שישות תממש את זכות הדחייה; רק במידה ונגזר משובץ בהתחייבות המירה הינו מכשיר הוני, התנאים של ההתחייבות לא ישפיעו על סיווגו. התיקון יושם לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 לינואר 2023 או לאחריו. התיקון יישום בדרך של יישום למפרע. השותפות בוחנת את השפעת התיקון על הסכמי ההלוואות הנוכחיים שלה.

2. תיקונים ל- IFRS 9, IFRS 16, IFRS 7, IFRS 4 ו- IAS 39 בדבר הרפורמה בריביות ה- IBOR

בחודש אוגוסט 2020, פרסם ה- IASB תיקונים לתקן דיווח כספי בינלאומי 9 מכשירים פיננסיים, לתקן דיווח כספי בינלאומי 7 מכשירים פיננסיים: גילויים, לתקן חשבונאות בינלאומי 39 מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה, לתקן דיווח כספי בינלאומי 4 חוזי ביטוח ולתקן דיווח כספי בינלאומי 16 חכירות (להלן - "התיקונים"). התיקונים מספקים הקלות מעשיות המתמודדות עם השפעות של הטיפול החשבונאי בדוחות הכספיים כאשר יוחלפו ריביות הבנצימרק (IBORs - Interbank Offered Rates) בריביות אלטרנטיביות חסרות סיכון (RFRs – Risk Free Interest Rates). בהתאם לאחת מההקלות המעשיות, השותפות תטפל בתיקונים חוזיים או בתיקונים בתזרימי המזומנים הנדרשים ישירות כתוצאה מיישום הרפורמה בדומה לטיפול החשבונאי בשינויים בריבית משתנה. כלומר, חברה נדרשת להכיר את השינויים בריביות באמצעות התאמת שיעור הריבית האפקטיבית מבלי לשנות את ערכו הפנקסני של המכשיר הפיננסי. השימוש בהקלה מעשית זו תלוי בכך שהמעבר מ- IBOR ל- RFR מתרחש על בסיס תנאים כלכליים שווים. כמו כן, התיקונים מאפשרים לשינויים הנדרשים על ידי רפורמת ה- IBOR להיעשות לייעוד הגידור ולתיעוד מבלי לגרום ליחסי הגידור להפסיק כאשר מתקיימים תנאים מסוימים. במסגרת התיקונים ניתנה גם הקלה מעשית זמנית בקשר עם יישום חשבונאות גידור נוגעת לזיהוי הסיכון המגודר כ- 'ניתן לזיהוי בנפרד'. במסגרת התיקונים נוספו דרישות גילוי בקשר עם השפעת הרפורמה הצפויה על דוחותיה הכספיים של השותפות לרבות התייחסות לאופן בו החברה מנהלת את יישום רפורמת הריביות, לסיכונים עליהם היא חשופה כתוצאה מהרפורמה הצפויה וגילויים כמותיים בנוגע למכשירים פיננסיים בריביות IBOR הצפויים להשתנות. התיקונים ייושמו החל מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2021 או לאחר מכן. התיקונים ייושמו באופן רטרואקטיבי, אולם הצגה מחדש של מספרי השוואה לא נדרשת. יישום מוקדם אפשרי. להערכת השותפות, לתיקונים לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:
הרכב:

שיעור הריבית ליום			בדולרים:
31.12.2019	31.12.2020	31.12.2020 %	
62,167	35,349	0.02-0.23	מזומנים בבנקים
85,639	28,002		פקדונות בבנקים
147,806	63,351		
10,841	2,619	0.01-0.07	בשקלים:
12,399	4,009		מזומנים בבנקים
23,240	6,628		פקדונות בבנקים
171,046	69,979		סך הכל

ביאור 4 - השקעות לזמן קצר ולזמן ארוך²:
הרכב:

שיעור הריבית ליום			במסגרת נכסים שוטפים:
31.12.2019	31.12.2020	31.12.2020 %	
63,271	169,149	0.15	פקדונות בבנקים:
188	218		בדולרים
63,459	169,367		בשקלים
102,919	100,529	0.18	במסגרת נכסים לא שוטפים:
			פקדונות בבנקים:
			בדולרים

ביאור 5 - חייבים ויתרות חובה:
הרכב:

31.12.2019	31.12.2020	חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות צדדים קשורים (ראה ביאור 21 להלן) סכומים לקבל בקשר עם הלוואה שניתנה (ראה ביאור 8 להלן) הוצאות מראש ויתרות חובה
62,448	4,603	
31	941	
14,800	14,344	
9,602	12,988	
86,881	32,876	
		סך-הכל

² לעניין שעבודים וערבויות, ראה ביאור 12.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 6 - השקעה בחברה כלולה EMED Pipeline B.V. (להלן: "EMED" או "החברה הכלולה"):
ההרכב:

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>
74,995	67,288

השקעה ב- EMED

א. EMED הוקמה בחודש יולי 2018 ופעילותה החלה בחודש ספטמבר 2019. ראה ביאור 37 בדבר התקשרות בהסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG באמצעות החברה הכלולה.

ב. נכון ליום 31.12.2020 מחזיקה השותפות ב-25% (31.12.2019 : זהה) מההון המונפק והנפרע של חברת EMED.

ג. להלן מידע פיננסי תמציתי בדבר השקעת השותפות בחברה הכלולה, המטופלת לפי שיטת השווי המאזני :

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>
75,000	75,000
(5)	(7,712)
<u>74,995</u>	<u>67,288</u>

עלות השקעה
הפסדים שנצברו
סך הכל

ד. להלן נתונים תמציתיים מהדוחות הכספיים של החברה הכלולה (100%) כולל עודפי עלות :

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>
610,650	581,867
310,671	312,715
(20)	(30,738)
(20)	(30,827)

נכסים
התחייבויות
הפסד לפני מס
הפסד כולל

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות נכסי נפט וגז:

א. הרכב:

1. הרכב לפי נכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה:

נכסי חיפוש והערכה	נכסי נפט וגז³	סך הכל	עלות⁴
114,952	3,193,058	3,308,010	יתרה ליום 1 בינואר 2019
2,667	666,531	669,198	שינויים במהלך שנת 2019 : השקעות
117,619	3,859,589	3,977,208	יתרה ליום 31 בדצמבר 2019
7,810	94,243	102,053	שינויים במהלך שנת 2020 : השקעות
125,429	3,953,832	4,079,261	יתרה ליום 31 בדצמבר 2020
-	502,658	502,658	פחת נצבר⁵
-	45,372	45,372	יתרה ליום 1 בינואר 2019
-	548,030	548,030	שינויים במהלך שנת 2019 : פחת והפחתות ⁶
-	91,329	91,329	יתרה ליום 31 בדצמבר 2019
-	639,359	639,359	שינויים במהלך שנת 2020 : פחת והפחתות
117,619	3,311,559	3,429,178	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2019
125,429	3,314,473	3,439,902	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2020

³ כולל יתרת עלות מופחתת של סילוק נכסים לתאריך הדוח על המצב הכספי בסך כ-81 מיליון דולר (31.12.2019 : כ-66 מיליון דולר).

⁴ לפרטים בדבר עלויות אשראי שהונו, ראה ביאור 19 להלן. בתקופת הדוח לא הונו עלויות אשראי לנכסי הנפט וגז.

⁵ שיעור ההפחתה של פרויקט תמר כ-2.7% (2019 : כ-7.5%) ושל פרויקט לויתן כ-1.9% לעניין שינוי אומדן הפחתה ראה ביאור 21א.

⁶ בשנת 2020 היתרה אינה כוללת עדכון בקשר עם התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקט ים תטיס בסך של כ-7.4 מיליון דולר (2019 בסך של כ-22.2 מיליון דולר) אשר נרשמו ישירות בדוח על הרווח הכולל.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

א. הרכב (המשך):

2. הרכב לפי עסקאות משותפות:

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>
849,733	831,208
<u>2,461,826</u>	<u>2,483,265</u>
<u>3,311,559</u>	<u>3,314,473</u>
116,435	119,051
671	5,865
<u>513</u>	<u>513</u>
<u>117,619</u>	<u>125,429</u>
<u>3,429,178</u>	<u>3,439,902</u>

נכסי נפט וגז :

עסקה משותפת "מיכל מתן" (סעיף ג1)

עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג2)

נכסי חיפוש והערכה :

בלוק 12 קפריסין (סעיף ג4)

אופק חדש (סעיף ג7)

יהל חדש (סעיף ג7)

סך-הכל

ב. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה (נכון ליום 31.12.2020):

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 קבלת תמלוגים ממכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין ראה ביאור 8 להלן. למידע נוסף ראה סעיף ג9 להלן ולעניין שעבודים שגרשמו על חלק מנכסי נפט וגז ראה ביאור 10.

חלקה של השותפות	הזכות בתוקף עד	שם הזכות	סוג הזכות	ים תטיס
48.5%	10.6.2032	I/10 אשקלון	חזקה	ים תטיס
48.5%	31.1.2030	I/7 נועה	חזקה	ים תטיס
22% ⁷	1.12.2038	I/12 תמר	חזקה	מיכל מתן
22% ⁸	1.12.2038	I/13 דלית	חזקה	מיכל מתן
45.34%	13.2.2044	I/15 לויתן צפון	חזקה	רציו ים
45.34%	13.2.2044	I/14 לויתן דרום	חזקה	רציו ים
30%	7.11.2044	בלוק 12	זכיון	בלוק 12 בקפריסין
52.941% ⁹	21.6.2020	D 367/אלון	רישיון	אלון D
25%	20.6.2021	405 /אופק חדש	רישיון	אופק חדש
25%	20.6.2021	406/יהל חדש	רישיון	יהל חדש

⁷ לעניין הוראות מתווה הגז ראה ביאור 12 בעליל. יצויין כי בשנת 2017 מכרה השותפות 9.25% מהזכויות בחזקות תמר ודלית לחברת תמר פטרוליום בע"מ.

⁸ ראה ח"ש 8 לעיל.

⁹ ראה סעיף ג6 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש 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".

(ב) פרטים נוספים לגבי פעילות עסקה משותפת מיכל מתן:

(1) פרויקט "תמר":

מערכת ההפקה של פרויקט תמר כוללת שש בארות הפקה תת ימיות המקושרות לפלטפורמת ההפקה (להלן: "פלטפורמת תמר") באמצעות מערך ההפקה התת ימית. פלטפורמת תמר מחוברת אל מתקן קבלה יבשתי באמצעות מערכת צינורות ומשם למערכת ההולכה הארצית של נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"). יכולת אספקת הגז המקסימאלית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נתג"ז עומדת על כ- 1.1 BCF ליום.

(2) אפשרויות להרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר:

שותפי תמר בוחנים מעת לעת אפשרויות לביצוע הרחבה של יכולת האספקה מפרויקט תמר, ככל שתידרש, בהתאם להיקף הביקושים הצפויים בשוק המקומי ולייצוא.

הרחבת יכולת האספקה עשויה לכלול, בין היתר, את השלמת פיתוחו של מאגר תמר SW, ו/או קדיחת ו/או השלמת בארות הפקה נוספות, אשר יחוברו למערך ההפקה התת ימי הקיים, וכן הנחת צינור אספקה נוסף שלישי משדה תמר לפלטפורמות תמר ו/או מרי B. כן נבחנים הצורך ואופן השדרוג הנדרש בפלטפורמת תמר ובמתקן הקבלה.

ג) מאגר תמר South West (להלן: "תמר SW"):

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, אשר אושרה על-ידי הממונה על ענייני הנפט, עתיד מאגר תמר SW להיות מפותח על-ידי הסבת קידוח התגלית לקידוח הפקה וחיבורו למתקנים התת-ימיים של פרויקט תמר. עלות פיתוחו של מאגר תמר SW אושרה בחלקה על-ידי שותפי תמר, ובהתאם נרכש ציוד ובוצעו פעולות שונות בקשר עם פיתוח המאגר, ובהן הנחת צנרת תת-ימית בין מאגר תמר SW למסעפת התת ימית של פרויקט תמר. ראה סעיף 9ב להלן בדבר גלישת חלק מהעתודות במאגר תמר SW לשטח רשיון 353/ערן.

(ד) הערכת עתודות הגז הטבעי והקונדנסט בשדה הגז "תמר":

על פי דוח שהוכן בחודש מרץ 2021 ע"י חברת Netherland Sewell & Associates Inc (להלן: "NSAI") שהינה מעריכת עתודות ומשאבים מוסמכת, מומחית ובלתי תלויה, על פי כללי SPE-PRMS, נכון ליום 31.12.2020 עתודות הגז הטבעי בפרויקט תמר (הכולל את המאגרים תמר ותמר SW), המסווגות כ- Proved Reserves, הינן כ- BCM 218.81 (מתוכן כ- 10.3% מיוחסות לתמר SW) וכמות העתודות המסווגות כ- Proved + Probable Reserves הינה כ- BCM 296.8 (מתוכן כ- 9.1% מיוחסות לתמר SW).

על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגרים תמר ותמר SW, המסווגות כ- Proved Reserves הינן כ- Million Barrels 10 (מתוכן כ- 10% מיוחסות לתמר SW), וכמות העתודות המסווגות כ- Proved + Probable Reserves הינן כ- Million Barrels 13.6 (מתוכן כ- 8.8% מיוחסות לתמר SW). העתודות לעיל אינן כוללות את העתודות הגולשות לרישיון ערן. ראה סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (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):

ה) קידוח "דלית 1":

בשנת 2009 בוצע הקידוח הימי "דלית 1", במרחק של כ-50 ק"מ מחוף ישראל, אשר בעקבותיו הוכרז ממצא.

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 31.12.2017, נעה בין כ-BCM 6.1 (האומדן הנמוך) לכ-BCM 9.5 (האומדן הגבוה). בדוח המשאבים מצויין כי המשאבים המותנים מותנים באישור פרויקט, הכולל תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירת גז טבעי. נכון ליום 31.12.2020, לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראה סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ודלית, הגישו בשנת 2010 לממונה תוכנית פיתוח של מאגר תמר הכוללת, בין היתר, התייחסות לפיתוח חזקת דלית.

2. עסקה משותפת "רציו ים":

א) עסקה משותפת "רציו ים" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות לווייתן צפון I/15 ולווייתן דרום I/14 (להלן: "החזקות" ו/או "חזקות לווייתן").

ב) תכנית הפיתוח של מאגר לווייתן:

בחודש יוני 2016, אושרה תכנית הפיתוח על ידי הממונה כפי שהוגשה על ידי נובל. ביום 23.2.2017 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח למאגר לווייתן, בקיבולת של כ-BCM 12 לשנה. סך עלות פיתוח שלב 1א' הסתכם לתאריך הדוחות הכספיים לסך של כ-3.6 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות כ-1.6 מיליארד דולר). ביום 31.12.2019 החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן.

התכנית לפיתוח מלא של מאגר לווייתן כוללת אספקת גז טבעי וקונדנסט למשק המקומי ולייצוא וכן אספקת קונדנסט למשק המקומי (להלן בסעיף זה: "תכנית הפיתוח" או "התכנית"), שעיקריה כדלקמן: 1. שמונה בארות הפקה בשלב הראשון (מהן ארבע שנקדחו והושלמו להפקה במסגרת שלב 1א') יחוברו בצנרת תת-ימית לפלטפורמה קבועה (להלן בסעיף זה: "הפלטפורמה"), הממוקמת בים בתחומי המים הטריטוריאליים של ישראל, שעליה הותקנו מערכות הטיפול בגז ובקונדנסט. מהפלטפורמה מוזרם הגז לחוף לנקודת הכניסה הצפונית של מערכת ההולכה הארצית של נתג"ז (להלן: "נקודת החיבור לנתג"ז").

הקונדנסט מוזרם אף הוא לחוף בצינור נפרד ובמקביל לצינור הגז, ומחובר לצנרת דלקים קיימת של חברת קו צינור אירופה אסיה (להלן: "קצא"א") המובילה למתחם המיכלים של חברת תשתיות נפט ואנרגיה בע"מ (להלן: "תש"ן") ומשם לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז"ן").

כמו כן, הונחה צנרת לאתר חגית והוקמו בו מתקני אחסון ופריקה של הקונדנסט, לצורך מתן גיבוי במידה ולא ניתן יהיה להזרים קונדנסט לבז"ן. הקמת מערך אחסון הקונדנסט באתר חגית הושלמה והתקבלו ההיתרים הנדרשים להפעלתו.

2. מערכת ההפקה מיועדת לספק כ-BCM 21 לשנה לאחר השלמת שלב 1א' ושלב 1ב' של תכנית הפיתוח, כמפורט להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ב) תכנית הפיתוח של מאגר לויתן (המשך):

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

שלב א' - כולל בשלב הראשון ארבע בארות הפקה תת ימיות, מערך הפקה תת-ימי המקשר בין בארות ההפקה והפלטפורמה, מערך הולכה אל החוף ומתקנים יבשתיים נלווים. יכולת הפקת הגז מהמאגר בשלב זה היא כ- BCM 12 בשנה.

שלב ב' - צפוי לכלול ארבע בארות הפקה נוספות, מערכות תת-ימיות נלוות, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה באופן שיגדיל את יכולת הפקת הגז הכוללת של המערכת בכ- BCM 9 נוספים לשנה, בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות מוערך בכ- 0.7-0.9 מיליון דולר). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה החלטת השקעה סופית לפיתוח שלב ב'.

4. יצוין כי במהלך חיי הפרויקט יידרשו קידוחי הפקה נוספים שיאפשרו הפקה בהיקף הנדרש.

5. עם סיום הרצת כלל המערכות בפלטפורמה, ובעיקר הפעלת מערכת ה-Turbo Expanders, תיבדק היכולת להגדיל את יכולת האספקה היומית המקסימלית, בהתקיים תנאים מסוימים, מעבר ל- BCM 1.2.

ג) בחינת חלופות שונות להגדלת היקף ההפקה ממאגר לויתן:

נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים שותפי לויתן חלופות שונות להגדלת היקף ההפקה ממאגר לויתן (מעבר לשלב א' ובמקביל לבחינת שלב ב'), בהתבסס על המתקנים הקיימים, ופועלים לעדכון תוכנית הפיתוח באופן שיאפשר הגדלת יכולת ההפקה עד לכ- BCM 24 בשנה, והכל בהתאם להערכות המתעדכנות מעת לעת בנוגע לביקושים הנוכחיים והצפויים בשוק המקומי ובשווקי יעד אזוריים וגלובאליים, ובכלל זה נבחנות החלופות הבאות:

1. הגדלת יכולת ההפקה של שלב א' מ- BCM 12 לשנה ל- BCM 16 לשנה באמצעות הוספה של שתי בארות הפקה ותשתיות תת-ימיות נלוות ושינויים שאינם מהותיים בפלטפורמה. חלופה זו תאפשר ניצול מירבי של תשתיות הטיפול אשר הותקנו בפלטפורמת לויתן במסגרת שלב א', ואומדן העלות בגינה מוערך בכ- 875 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 397 מיליון דולר).
2. הגדלת יכולת ההפקה מ- BCM 16 לשנה ל- BCM 24 לשנה (בכפוף ליישום החלופה הראשונה המתוארת לעיל), בין היתר, באמצעות הוספה של ארבע בארות הפקה ותשתיות תת-ימיות נלוות, מעבר לאלו של החלופה הראשונה המתוארת לעיל, הוספת צינור רביעי מהשדה לפלטפורמה, והרחבת מתקני הטיפול בפלטפורמה בתקציב מוערך של כ- 1.5-2 מיליארד דולר (100%, חלק השותפות כ- 0.7 - 0.9 מיליון דולר). חלופה זו תאפשר אספקת כמויות נוספות של גז לייצוא, ככל שיידרש, לרבות למתקני ההנזלה הממוקמים במצרים ו/או לצרכי אספקת גז למתקן הנזלה צף (FLNG).

ד) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לויתן¹⁰:

בחודש מרץ 2021 התקבל מחברת NSAI דוח הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות, מעודכן ליום 31.12.2020. על פי הדוח, כמות המשאבים הכוללת מוערכת בכ- BCM 641.9 ומחולקת לקטגוריות של עתודות ומשאבים מותנים.

כמות העתודות המפותחות (Proved Developed Producing), הינן כ- BCM 319.1 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינן כ- BCM 370.6.

בנוסף, עתודות הקונדנסט המפותחות (Proved Developed Producing) הינן כ- Million Barrels 24.8 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ- Million Barrels 28.8.

¹⁰ לדעת הממונה על פי חוות דעת של חברה בינלאומית שניתנה למשרדו, כמות הגז הטבעי המשוערת אשר תופק ממאגר לויתן הינה TCF17.6 וזאת לפי תכנית ההפקה אשר הוגשה במסגרת הבקשה לאישור תכנית הפיתוח.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

- ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):
ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):
2. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ד) הערכת עתודות ומשאבים מותנים בחזקות לויתן (המשך):

בדוח המשאבים המותנים חולקו המשאבים המותנים לשתי קטגוריות, המתייחסות לכל אחד משלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

1. משאבים מותנים המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending): משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים, בהקמת תשתיות נלוות ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי כחלק משלב 1א'.
2. פיתוחים 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 נעים בין כ-379 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ-154.5 BCM (האומדן הנמוך) ומשאבים המותנים בקונדנסט נעים בין כ-29.4 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-12 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ה) מטרות עמוקות:

במהלך שנת 2019 בוצע ניתוח של עיבוד מחדש של סקרים סייסמים, בין היתר, בקשר עם קידוח חיפוש למטרות העמוקות בחזקות לויתן (להלן: "עיבוד הנתונים מחדש"), אשר בעקבותיו הוגדרה מטרה עמוקה חדשה בשטח חזקות לויתן מסוג מבנה קרבוניטי מבודד (isolated carbonate buildup). בנוסף, העלה ניתוח עיבוד הנתונים מחדש כי יש לסווג ולהגדיר מחדש את שתי המטרות העמוקות שהוגדרו בעבר בשטח החזקה, לכדי מטרה אחת מסוג תעלה תת-ימית קלאסטית (submarine clastic channel) (להלן יחד: "המטרות החדשות").

בחודש ינואר 2020 התקבל מחברת NSAI דוח הערכת משאבים מנובאים בחזקות, מעודכן ליום 31.12.2019. על פי הדוח, האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) במבנה הקרבוניטי לגז ונפט מוערך בכ-4.5 BCM ובכ-155.3 מיליון חביות, בהתאמה. והאומדן הטוב ביותר (Best Estimate) בתעלה הקלסטית לגז ולנפט מוערך בכ-6.5 BCM ובכ-223.9 מיליון חביות, בהתאמה. נכון ליום 31.12.2020 לא חל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח האמור. ראו סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנים השותפים, בין היתר, ביצוע סקר סייסימי נוסף וזאת לאור התפתחות הטכנולוגיה בתחום הסקרים הסייסמים, לצורך טיוב הידע הקיים, וזאת בכדי לבסס קבלת החלטת קידוח אקספלורציה למטרות החדשות. בנוסף, בוחנים השותפים הישראלים את האפשרות לצירוף שותף אסטרטגי בעל ידע וניסיון רלוונטיים באיפיון, קדיחה ופיתוח של מטרת אקספלורציה (ובפרט מטרה מסוג מבנה קרבוניטי).

3. התקשרות בהסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG:

במטרה לממש את ההסכמים בין השותפות ונובל לבין דולפינוס, לייצוא גז טבעי למצרים ממאגרי תמר ולויתן (כאמור בביאור 12ג ו-12ג2 להלן), רכשה EMED¹¹ 39% מהון המניות של חברת Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (להלן: "EMG"). ביום 15.1.2020 החלה הזרמת גז טבעי מישראל למצרים ממאגר לויתן וביום 30.6.2020 החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים באמצעות צינור EMG (להלן: "עסקת EMG" או "העסקה" או "צינור EMG"). השלמת עסקת EMG היתה מותנית, בין היתר, בחתימת הסכם קיבולת והפעלה (Capacity, Lease & Operatorship Agreement - CLOA), בין EMED לבין EMG, במסגרתו תעניק EMG ל-EMED את הזכות הבלעדית לחכור ולהפעיל את צינור EMG לצורך הזרמת גז טבעי מישראל למצרים (להלן: "הסכם הקיבולת וההפעלה"), אשר נחתם ביום 30.6.2019 והכל כמפורט להלן:

¹¹ EMED הינה חברה יעודית שהוקמה לצורך העסקה ורשומה בהולנד, שמניווייה מוחזקות, כדלקמן: חברת בת בבעלות מלאה של השותפות הרשומה בקפריסין - 25%, Noble Energy EMed Midstream Limited, חברה אשר למיטב ידיעת השותפות הינה בבעלות חברת Noble Energy Inc. - 25% וחברת Sphinx EG BV, חברה, אשר אשר למיטב ידיעת השותפות הינה בבעלות מלאה של East Gas Company, המחזיקה, בין היתר, בצנרת גז ותשתיות במצרים (להלן: "השותף המצרי") - 50%.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

3. התקשרות בהסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG (המשך):

EMG הינה חברה פרטית הרשומה במצרים שבבעלותה צינור ימי בקוטר של 26" ובאורך של כ-90 ק"מ המחובר בין מערכת ההולכה הישראלית באזור אשקלון לבין מערכת ההולכה המצרית באזור אל-עריש וכן מתקנים נלווים (להלן ביחד: "צינור EMG"). צינור EMG תוכנן לקיבולת של כ-7 BCM לשנה, עם אפשרות להגדלת הקיבולת לכ-9 BCM לשנה באמצעות התקנת מערכות נוספות. הזרמת הגז בצינור EMG ממצרים לישראל הופסקה בשנת 2012, ולמיטב ידיעת השותפות, נכון למועד חתימת ההסכם, לא היתה ל-EMG פעילות מסחרית, והיא נותרה חשופה לתביעות (ראה ביאור 12 ו-14) וחובות מצד רשויות, מממנים, ספקים ולקוחות בסכומים משמעותיים. יצוין כי במסגרת העסקה, השותפות אינה נדרשת להעמיד בטחונות או ערבויות ביחס לחובותיה הקיימים של EMG.

בעלי המניות ב-EMG במועד חתימת ההסכם הינם, כדלקמן:

- (1) EGI-EMG LP - 12% ;
 - (2) מרחב מ.נ.פ. בע"מ - 8.2% ;
 - (3) מרחב אמפל אחזקות באנגיה, שותפות מוגבלת - 8.6% ;
 - (4) קבוצת מרחב - אמפל בע"מ - 8.2% (להלן: "קבוצת מרחב אמפל") ;
 - (5) PTT Energy Resources Company Limited (להלן: "PTT")¹² - 25% ;
 - (6) Mediterranean Gas Pipeline Ltd. (להלן: "MGPC")¹³ - 28% ;
 - (7) Egyptian General Petroleum Corporation (להלן: "EGPC")¹⁴ - 10% ;
- (בעלי המניות (4) - (1) לעיל יכוננו להלן יחד: "המוכרות")

1) הסכמים לרכישת 39% מהון מניות EMG

ביום 26.9.2018 חתמה EMED עם המוכרות על ארבעה הסכמים נפרדים, דומים בעיקרם, לרכישת מניות EMG המוחזקות על ידי המוכרות, בשיעור כולל של 37% מהון המניות של EMG (להלן ביחד: "הסכמי רכישת המניות"), וכן על הסכם נוסף לרכישת מניות בשיעור של 2% מ-MGPC (להלן: "הסכם MGPC").

א) עיקרי הסכמי רכישת המניות

- (1) עם התקיימות התנאים המתלים בחודש נובמבר 2019, שהעיקרים שבהם נזכרים בפסקה 4 להלן, והתנאים להשלמת העסקה (Closing), המוכרות מכרו והעבירו ל-EMED את מניות EMG המוחזקות על ידן, בשיעור כולל של 37% מהון מניות EMG (להלן: "המניות הנרכשות"), לרבות כלל הזכויות הנלוות למניות הנרכשות.
- (2) המוכרות, בעלי המניות במוכרות והחברות הקשורות למוכרות יוותרו על כל טענה, תביעה, פסק, החלטה, צו או סעד הקיימים להם כנגד ממשלת מצרים וחברות בבעלותה במסגרת הליכי הבוררות¹⁵.
- (3) בתמורה למניות הנרכשות, לויתור על זכויותיהן במסגרת הליכי הבוררות, ולזכויות נוספות בהתאם להסכמי רכישת המניות, כאמור לעיל, שילמה EMED למוכרות במועד השלמת העסקה (Closing), סך כולל של כ-527 מיליון דולר ארה"ב (להלן: "התמורה"), אשר מתוכו שילמה כל אחת מבין השותפות ונובל סך של כ-188.5 מיליון דולר ארה"ב, והיתרה שולמה על-ידי השותף המצרי.

¹² חברת אנרגיה ציבורית בבעלות חלקית של ממשלת תאילנד.

¹³ חברה פרטית, אשר למיטב ידיעת השותפות, נמצאת בשליטת Evsen Group, חברה בראשותו של ד"ר עלי אבסן.

¹⁴ חברה ממשלתית מצרית.

¹⁵ יצוין כי חלק מהמוכרות, בעלי המניות במוכרות וחברות הקשורות למוכרות, מנהלים מספר הליכי בוררות במוסדות לבוררות בינלאומית כנגד ממשלת מצרים וחברות בבעלותה בקשר להפסקת הזרמת הגז ממצרים לישראל (להלן ביחד: "הליכי הבוררות"). כמו כן, EMG הינה צד לבוררויות כנגד חברות בבעלות ממשלת מצרים. ראה גם ביאורים 12 ו-14.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

3. התקשרות בהסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG (המשך):

(1) הסכמים לרכישת 39% מהון מניות EMG (המשך):

א) (המשך):

4) ביום 31.7.2019 ניתנה החלטת הממונה על התחרות בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, המתירה את המיזוג בין EMED ו-EMG לרכישת צינור EMG, במסגרתו התחייבו השותפות ונובל לעמוד בתנאים הקבועים בהחלטה כאמור. לעניין העתירה שהוגשה לבית הדין לתחרות בבית המשפט המחוזי בירושלים בקשר עם אישור הממונה על התחרות כאמור ראו ביאור 12א. לעניין חתימת הסכם בין נובל לבין נתג'ז בקשר עם הולכת גז טבעי לצינור EMG באמצעות מערכת נתג'ז ראו ביאור 12ג.

ב) עיקרי הסכם MGPC

בד בבד עם חתימת הסכמי רכישת המניות, נחתם הסכם בין EMED לבין MGPC, לפיו העבירה MGPC ל-EMED, ללא תמורה כספית, בכפוף ובמקביל להשלמת הסכמי רכישת המניות, 2% ממניות EMG המוחזקות על-ידה, וזאת כנגד סיום מחלוקות בין חלק מהמוכרות לבין MGPC. לאחר השלמת עסקת EMG, ונכון למועד אישור הדוחות הכספיים בעלי המניות ב-EMG הינם כדלקמן:

(1) EMED - 39% ;

(2) PTT - 25% ;

(3) MGPC - 17% ;

(4) השותף המצרי - 16.9% ;

(5) EGPC - 10%.

(2) הסכם הקיבולת וההפעלה – Capacity Lease & Operatorship Agreement

כאמור, השלמתה של עסקת EMG היתה מותנית, בין היתר, בחתימת הסכם הקיבולת וההפעלה בין EMED ל-EMG, במסגרתו העניקה EMG ל-EMED את הזכות הבלעדית לחכור ולהפעיל את צינור EMG לכל תקופת הסכמי דולפינוס (ראו ביאורים 12ג ו-12ד להלן), עם אפשרות להארכת ההסכם. על פי הסכם זה, העלויות הנדרשות להשמת צינור EMG, ועלויות ההפעלה השוטפות של הצינור, תחולנה על EMED (להלן יחד: "עלויות ההפעלה"), ואילו EMG תהיה זכאית לקבל את דמי ההולכה השוטפים שתשלם דולפינוס עבור השימוש בצינור (להלן: "דמי ההולכה") בניכוי עלויות ההפעלה. נכון לתאריך הדוחות על המצב הכספי, השקיעו נובל והשותפות ביחד עם שותפי תמר ולוויתן, בהתאם להסדרים האמורים בהסכם, בהשמת צינור EMG, בדיקות נאותות והגדלת קיבולת הצינור באמצעות EMED, סך של כ- 124 מיליון דולר (חלק השותפות כ- 53.9 מיליון דולר) אשר ברובו יוחזר מהתזרים הפנוי של EMG שנובע מהכנסות בגין הולכת גז בצינור EMG לדולפינוס.

בד בבד עם חתימת הסכמי הייצוא למצרים נחתם הסכם בין השותפות ונובל לבין שותפי תמר ושותפי לווייתן בקשר עם הקצאת הקיבולת - Capacity Allocation Agreement (להלן בסעיף זה: "הסכם הקצאת קיבולת") במערכת ההולכה מישראל למצרים. חלוקת הקיבולת במערכת ההולכה מישראל למצרים (צינור EMG וצנרת ההולכה בישראל) תהיה על בסיס יומי, לפי סדר קדימות, כדלקמן:

א) רובד ראשון - עד 350,000MMbtu ליום יוקצה לטובת שותפי לווייתן.

ב) רובד שני - הקיבולת מעבר לרובד הראשון, עד 150,000MMbtu ליום עד ליום 30.6.2022 (להלן:

"מועד הגדלת הקיבולת") ו-200,000MMbtu ליום לאחר מועד הגדלת הקיבולת - תוקצה לטובת

שותפי תמר.

¹⁶ למיטב ידיעת השותפות, MGPC העבירה לשותף המצרי את המניות הנ"ל.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

3. התקשרות בהסכמים לרכישת מניות EMG ולרכישת זכויות בצינור EMG (המשך):

(2) הסכם הקיבולת וההפעלה – Capacity Lease & Operatorship Agreement (המשך):

(ג) רובד שלישי - כל קיבולת נוספת מעבר לרובד השני תוקצה לטובת שותפי לווייתן.

במועד השלמת עסקת EMG שילמו שותפי לווייתן סכום של 200 מיליון דולר (להלן: "דמי גישה/השתתפות בגין הסכם לווייתן דולפינוס") ושותפי תמר שילמו סכום של 50 מיליון דולר (להלן: "דמי גישה/השתתפות בגין הסכם תמר דולפינוס") וזאת בתמורה להתחייבות לאפשר הזרמת גז טבעי למצרים ממאגרי לווייתן ותמר והבטחת קיבולת בצינור EMG והכל לצורך מימוש הסכמי הייצוא למצרים.

יצוין כי, דמי גישה/השתתפות בגין הסכם לווייתן דולפינוס ודמי גישה/השתתפות בגין הסכם תמר דולפינוס הסופיים (להלן ביחד: "דמי גישה לווייתן ותמר") ייקבעו עד ליום 30.6.2022, בהתאם ליחס כמויות הגז שסופקו בפועל על-ידי שותפי לווייתן ושותפי תמר דרך צינור EMG עד לאותו מועד (לרבות כמויות גז שטרם סופקו ושולם בגין מכוח התחייבות Take or Pay).

בנוסף, לעלויות שהושקעו בהשמת הצינור כאמור לעיל, נקבעו בהסכם הקצאת הקיבולת הסדרים להשתתפות בעלויות עסקת EMG, עלויות נוספות בקשר עם הזרמת הגז וכן השקעות שיידרשו לצורך ניצול מקסימלי של הקיבולת בצינור EMG, שתשולמנה בחלוקה בין שותפי לווייתן לבין שותפי תמר, אשר בחלקן נכללו במסגרת דמי גישה לווייתן ותמר.

לאור האמור, חלק השותפות בדמי גישה לווייתן ותמר מסתכם לכ- 119.4 מיליון דולר וחלק השותפות בסכומים לקבל מחברה כלולה מסתכם לכ- 22.5 מיליון דולר והם נכללו במסגרת סעיף "נכסים אחרים לזמן ארוך".

הסכם הקצאת הקיבולת קובע בנוסף גם עקרונות להסדר של "גיבוי" בין שותפי תמר לבין שותפי לווייתן לפיו החל מיום 30.6.2020 ועד למועד הגדלת הקיבולת, ככל ששותפי תמר לא יוכלו לספק את הכמויות שהתחייבו לספק לדולפינוס יספקו שותפי לווייתן לשותפי תמר את הכמויות הנדרשות.

תקופת הסכם הקצאת הקיבולת הינה עד לסיום הסכמי הייצוא למצרים, אלא אם הגיע לסיומו קודם לכן במקרים הבאים: הפרת התחייבות תשלום שלא תוקנה על ידי הצד המפר; במקרה בו רשות התחרות לא אישרה הארכתו של הסכם הקיבולת וההפעלה בהתאם להחלטת הממונה על התחרות, כאמור בסעיף 5א לעיל. כמו כן, לכל צד תהיה זכות לסיים את חלקו בהסכם הקצאת הקיבולת ככל שהסכם הייצוא שלו בוטל.

(3) הסכם בעלי המניות ב-EMED

בסמוך למועד חתימת הסכמי רכישת המניות, חתמו בעלי המניות ב-EMED על הסכם בעלי מניות המסדיר את מערכת היחסים ביניהם כבעלי מניות ב-EMED, ובכלל זאת הוראות בדבר החלטות מהותיות שתתקבלנה פה אחד. כמו כן, נקבעו הסדרי זכות סירוב ראשונה על העברת מניות ב-EMED.

(4) הסכם עקרונות לשימוש בתשתיות נוספות

בד בבד עם חתימת הסכמי רכישת המניות, כמתואר לעיל, נחתם הסכם עקרונות בין השותפות ונובל לבין השותף המצרי (אשר בהחזקתו הצינור הפן ערבי) במקטע מאל עריש לעקבה, וחברה קשורה של דולפינוס, לפיו הסכימו הצדדים, כי השותפות ונובל תקבלנה גישה לקיבולת נוספת במערכת ההולכה המצרית, באמצעות הצינור הפן-ערבי, בנקודת הכניסה למערכת ההולכה המצרית באזור עקבה אשר תאפשר הזרמת גז בכמויות נוספות מעבר לכמויות הגז שיוזרמו דרך צינור EMG (להלן: "התשתית הנוספת") לשם יישום הסכם דולפינוס והסכמים נוספים למכירת גז טבעי למצרים. כמו כן, הסכימו הצדדים לבחון פרויקטים נוספים להולכת גז טבעי מישראל למתקנים וללקוחות פוטנציאליים במצרים.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. בלוק 12 בקפריסין:

- (א) לשותפות קיים הסכם זיכיון, לפיו מחזיקה השותפות ב- 30% מהזכויות במאגר אפרודיטה בבלוק 12 שבשטח המים הכלכליים של קפריסין. מפעילת העסקה המשותפת הינה נובל קפריסין.
- (ב) בחודש יוני 2015, הודיעה השותפות, ביחד עם שותפיה במאגר אפרודיטה לממשלת קפריסין, על הכרזת מסחריות ומתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה.
- (ג) ביום 7.11.2019 נחתם בין בעלי הזכויות בהסכם הזיכיון (להלן: "השותפים") לבין ממשלת קפריסין תיקון להסכם הזיכיון, במסגרתו שונה, בין היתר, מנגנון החלוקה של תפוקת הגז הטבעי מהמאגר בין השותפים לבין רפובליקת קפריסין, במקביל לכך, הוענק לשותפים רישיון הפקה וניצול (Exploitation License) (להלן: "רישיון ההפקה") ואושרה תוכנית פיתוח והפקה למאגר (להלן: "תוכנית הפיתוח").
- (ד) במסגרת התיקון להסכם הזיכיון (להלן: "התיקון"), התחייבו השותפים, בין היתר, לעמוד באבני הדרך העיקריות לקידום פיתוח המאגר, כדלקמן:
1. ביצוע קידוח הערכה/פיתוח בשטח בלוק 12 בהתאם לתוכנית הפיתוח והשלמתו בתוך 24 חודשים ממועד קבלת רישיון ההפקה; או במועד מאוחר יותר בהתקיים תנאים מסויימים אשר בהתקיימם יהיו השותפים זכאים לקבלת אורכה;
 2. השלמת התכנון ההנדסי המפורט (Front End Engineering Design - FEED) (להלן: "FEED"), העברת התוצרים בהתאם לתוכנית הפיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח המאגר, תוך 48 חודשים מיום קבלת רישיון ההפקה (קרי עד 2023).
- בהסכם הזיכיון נקבעו תנאים מסויימים אשר בהתקיימם יהיו השותפים זכאים לקבלת אורכה לצורך עמידה באבני הדרך הנ"ל, כאשר המועד האחרון לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) יהא בתום 6 שנים מיום קבלת רישיון ההפקה. יצוין כי אי-עמידה באבני הדרך שהוגדרו בהסכם הזיכיון תהווה עילה לביטול הזיכיון, אלא אם זו נבעה מ"כח עליון" (כהגדרתו בהסכם הזיכיון).
- (ה) עוד יצוין כי במסגרת התיקון נערכו בהסכם הזיכיון שינויים ועדכונים נוספים, בין היתר, בנוגע להעברת זכויות על ידי הצדדים, אישור תוכנית עבודה ותקציב שנתי, אופן אישור שינויים בתוכניות ובתקציבים, אופן חישוב ההוצאות שונות, שינויים בקשר לעילות לביטול הזיכיון, הסדרים בנוגע להבטחת האטימה, הפירוק והפינוי של קידוחים ומתקנים בסיום תקופת הזיכיון, ועוד.
- (ו) רפובליקת קפריסין זכאית לקבל במונחים חד פעמיים מבעלי הזכויות בבלוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים. הסכם הזיכיון קובע מנגנוני חלוקה של תפוקת נפט וגז טבעי. יצוין, כי רפובליקת קפריסין רשאית לקבל את חלקה בנפט או בגז הטבעי המופק, כולו או חלקו, בעין.
- (ז) במועד חתימת התיקון אישרה ממשלת קפריסין את תוכנית הפיתוח וכן העניקה רישיון הפקה לתקופה של 25 שנה עם אפשרות הארכה בעד 10 שנים נוספות. תוכנית הפיתוח, כפופה לעדכונים לאור תוצאות ה-FEED, וההתקדמות בהיבטים המסחריים והפיננסיים של הפרויקט, וכוללת הקמת מתקן טיפול והפקה צף בשטח הרישיון, בעל יכולת הפקה מקסימלית משוערת של כ- 800 MMCF ליום, באמצעות 5 בארות הפקה בשלב הראשון ומערך הולכה תת-ימי לשוק המצרי. בהתאם להערכה עדכנית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות היתכנות טכניות-כלכליות, לרבות ביצוע ה-FEED, העלות המשוערת של תוכנית הפיתוח, ללא עלות הקמת הצנרות אל שווקי היעד, מוערכת ב- כ- 2.5 עד 3 מיליארד דולר (במונחי 100%). התקציב המוערך לתוכנית העבודה עד למועד קבלת החלטת השקעה סופית הוא כ- 150-200 מיליון דולר (בגין 100%). גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לביצוע קידוח הערכה/פיתוח נוסף ול-FEED, הסדרים מסחריים לפיתוח הצנרות לייצוא, חתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי והתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, אישורים רגולטוריים וכן ביצוע הסדרים מימוניים. יצוין כי, העלויות המשוערות הנ"ל אינן כוללות עלויות בגין פיתוח והקמת צנרת לייצוא הגז הטבעי ממאגר אפרודיטה.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

ח) על פי דוח שהוכן בחודש מרץ 2021 על ידי NSAI על פי כללי SPE-PRMS, כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), במאגר אפרודיטה, נכון ליום 31.12.2020, נעה בין כ-BCM 128.8 (האומדן הגבוה) לבין כ-BCM 56.8 (האומדן הנמוך).

על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר אפרודיטה המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 31.12.2020 נעה בין כ-10.9 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ-4 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ט) מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ואחוזים בודדים בשטח רשיון 370/ישי אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל. יצוין כי, השותפים במאגר אפרודיטה קיבלו פניות הן מהשותפים ברשיון ישי והן ממשרד האנרגיה לגבי הצורך בהסדרת זכויות הצדדים כאמור טרם קבלת החלטה על פיתוח מאגר אפרודיטה. עמדת השותפים במאגר אפרודיטה היא כי העניין נתון לסמכות הממשלות וכי הם יפעלו בהתאם למנגנון להסדרת זכויות הצדדים ככל שייקבע על-ידי הממשלות ובהתאם לדין הבינלאומי. עוד יצוין כי, בהמשך למגעים שהתקיימו בין ממשלות ישראל וקפריסין להסדרת זכויות הצדדים במאגר אפרודיטה, ביום 9.3.2021 חתמו הממשלות כאמור על מכתב עקרונות המנחה את השותפים במאגר אפרודיטה ואת בעלי הזכויות ברשיון ישי לנהל משא ומתן ישיר להסדרת סוגיית גלישת מאגר אפרודיטה, הכולל עקרונות ולוחות זמנים לניהול המשא ומתן.

5. עסקה משותפת "ים תטיס":

עסקה משותפת "ים תטיס" נמצאת בשטחי החזקות "אשקלון" ו-"נועה". ההפקה ממאגר ים תטיס החלה בשנת 2004 והופסקה בחודש מאי 2019 בעקבות מיצוי המאגרים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, עיקר שימושם של נכסי הפרויקט הינו אספקת שירותי תשתית למאגר תמר. יצוין כי בעלי הזכויות בחזקת תמר רשאים להשתמש בפלטפורמת ים תטיס לכל תקופת חזקת תמר, לצורך ייצוא או אספקה למשק המקומי של גז טבעי ממאגר תמר, בכפוף לתנאים שנקבעו במתווה הגז.

א) הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר (להלן: "הסדרה מסחרית"): החל מחודש מאי 2013 עד וכולל חודש ספטמבר 2017, וכן מחודש מאי 2019 מספק מאגר תמר¹⁷ גז טבעי (חלק מאגר ים תטיס) מכוח הסכמים לאספקת גז בין שותפי ים תטיס לבין לקוחותיהם (להלן: "הלקוחות הסופיים" ו-"ההסכמים המוקדמים", בהתאמה).

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 מכח ההסכמים 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, בקשר עם התמלוגים להם זכאית המדינה בגין הכנסות הנובעות מאספקת גז טבעי במסגרת מתווה המכירה כאמור, ראה ביאור 12א להלן.

בחודש מאי 2018 התקשרו שותפי ים תטיס עם שותפי תמר בהסכם על בסיס מזדמן (אשר עודכן בחודש ספטמבר 2018), למכירת עודפי ההפקה ממאגר ים תטיס (שאינם מהותיים) לשותפי תמר, לשם מכירתם ללקוחות פרויקט תמר לתקופה של 24 חודשים החל מיום 1.10.2017. הסכם זה הסתיים עם הפסקת ההפקה ממאגר ים תטיס במהלך חודש מאי 2019.

¹⁷ נכון ליום 31.12.2020 היתרה לאספקה ללקוח ים תטיס עומדת על כ-0.22 BCM. ההסכם לאספקת גז צפוי להסתיים במהלך שנת 2022.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

5. עסקה משותפת "ים תטיס" (המשך):

ב) ביום 3.5.2020 נחתם הסכם (להלן הסעיף זה: **"ההסכם"**) בין השותפות, נובל, קבוצת דלק בע"מ ורציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת (להלן: **"רציו"**), לאספקת גז טבעי במסגרתו אספקת הגז ללקוחות אשר חתמו הסכמים מוקדמים עם כל אחד משותפי ים תטיס תבוצע ממאגר לווייתן. בהתאם שותפי ים תטיס שהינם שותפי לווייתן (קרי: השותפות ונובל), נוטלים מן הגז שברשותם (בהתאם לשיעור אחזקותיהם בים תטיס) ואילו יתרת הגז הנדרש לאספקה על ידי קבוצת דלק, תירכש מרציו בהתאם לתמורה שנקבעה בהסכם כאמור שהינה המחיר הממוצע החודשי שנקבע בהסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם במשק המקומי.

ג) 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 ים תטיס, 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 תינתנה בכפוף לשמירת קיבולת לגז הטבעי 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) נטישת פרויקט תמר.

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.

יצוין, כי הבעלות על מתקני ים תטיס ועלות נטישת המתקנים תישאר בידי שותפי ים תטיס, ובהסכם השימוש יקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

ד) נטישת בארות וציוד תת ימי:

על-פי האישורים וההנחיות שנתקבלו בחודש ינואר 2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) מהממונה על ענייני הנפט, נערכת המפעילה לביצוע פירוק (Decommissioning) ונטישה של מתקני הפרויקט, למעט הפלטפורמה, ולרבות בארות ההפקה והציוד התת-ימי, בהתאם לתוכנית פירוק מאושרת אשר צפויה להתבצע בשנים 2021-2022. במקביל, מתקיים דיון בין הצדדים האמורים בקשר עם בקשת המפעילה לאשר "אחסון קר" של פלטפורמת ים תטיס, שתאפשר, בין היתר, את הפיכתה ללא מאוישת. כן מתקיים דיון אודות שימושים עתידיים אפשריים ו/או פירוק ונטישה של פלטפורמת ים תטיס וזאת בשים לב לזיקה המתקיימת בין מתקני פרויקט ים תטיס לבין ההפקה מפרויקט תמר. חלק השותפות בעלויות הנטישה (למעט עלויות נטישת הפלטפורמה) מסתכמות בסך כולל של כ- 76.2 מיליון דולר כאשר מתוכנן סך של כ- 62.2 מיליון דולר מוצגות בסעיף "התחייבויות אחרות לזמן קצר".

6. רישיון אלון D (להלן בסעיף זה: "הרישיון"):

א) ביום 18.6.2020 הגישו השותפים ברישיון אלון D עתירה לבית המשפט העליון בשבתו כבג"צ. במסגרת העתירה התבקש בית המשפט ליתן צו על תנאי המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט ליתן טעם מדוע לא תבוטל החלטת השר שדחתה את הערעור, מדוע לא יוארך הרישיון או יינתן לבעלות הרישיון רישיון חלופי תחתיו, ומדוע לא יתאפשר לבעלות הרישיון לממש את הזכויות הכלכליות הצומחות להן מהגז הטבעי שבמאגר כריש צפון שחלק ממנו מצוי בשטחי הרישיון.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

6. רשיון אלון D (להלן בסעיף זה: "הרשיון") (המשך):

(א) (המשך):

כן התבקשו צו ביניים, שימנע את פקיעת תוקפו של הרשיון, ולחילופין יאסור על פתיחת הליך תחרותי למתן רשיון חדש על שטח הרשיון (או חלק ממנו) או הענקת רשיון כזה לצד שלישי עד להכרעה בעתירה, וצו ארעי עד להכרעה בבקשה למתן צו הביניים. עוד באותו יום ניתנה החלטה המורה לשר האנרגיה ולממונה על ענייני הנפט להגיש תגובתם לבקשה לצו ביניים עד ליום 28.6.2020. במסגרת ההחלטה דחה בית המשפט את הבקשה לצו ארעי, ולפיכך פקע הרשיון ביום 21.6.2020.

ביום 23.6.2020 הכריז משרד האנרגיה על הליך תחרותי להענקת רשיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע הרשיון. ביום 24.6.2020 הגישו השותפים ברשיון, הודעה לבית המשפט במסגרתה עדכנו כי משרד האנרגיה פתח בהליך התחרותי כאמור, וטענו כי בכך יש כדי לחדד את הצורך במתן צו ביניים וביקשו כי בית המשפט יקבע מועד לדיון בבקשה. ביום 30.6.2020 הגישו שר האנרגיה והממונה על ענייני הנפט את תגובתם לבקשה לצו ביניים, במסגרתה טענו כי יש לדחות את הבקשה לצו ביניים, שכן היא במהותה בקשה למתן צו עשה (הארכת הרשיון לאחר שפקע) ומאחר שהוגשה בשיהוי (שלושה ימים לפני פקיעת הרשיון ובסמוך למועד תחילת ההליך התחרותי). כמו כן, טענו השר והממונה כי סיכויי העתירה להתקבל אינם גבוהים שכן לטענתם, העתירה מכוונת, הלכה למעשה, כנגד החלטה של השר משנת 2017, כך שבהגשתה כעת דבק שיהוי. ביום 6.7.2020 הגישו השותפים ברשיון תשובה לתגובת השר והממונה לבקשה לצו ביניים, במסגרתה פירטו מדוע יש לדחות את טענות השר והממונה. ביום 7.7.2020 נדחתה הבקשה למתן צו ביניים. הדיון בעתירה נקבע ליום 19.5.2021.

(ב) בהקשר זה יצוין כי, השותפים ברשיון אלון D הגישו הצעה במסגרת ההליך התחרותי, עליו הכריז משרד האנרגיה ביום 23.6.2020, להענקת רשיון לחיפושי גז טבעי ונפט בבלוק 72, אשר על שטחו השתרע הרשיון (להלן: "בלוק 72"), וכי ביום 21.10.2020 התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות התחרות להמצאת מידע ומסמכים בקשר עם בלוק 72. יצוין כי, טרם הוכרז הזוכה בהליך התחרותי כאמור על-ידי משרד האנרגיה. ביום 30.9.2020 פנה הממונה על הנפט לוועדת הריכוזיות לצורך קיום היועצות בנוגע להחלטה על הזוכים בהליך התחרותי האמור. ביום 10.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) פרסמה ועדת הריכוזיות את המלצתה שלא לאפשר לשותפות לזכות בהליך התחרותי ללא קשר לעמידתה בתנאי ההליך. ביום 14.1.2021 העבירה השותפות פניה לממונה על הנפט, ולפיה עליו להתעלם מהמלצת ועדת הריכוזיות באשר הינה חסרה, מתעלמת מעובדות מהותיות ולא מדויקת. יצוין כי, למיטב הבנת השותפות, עוד באותו היום העביר הממונה על הנפט לוועדת הריכוזיות בקשה לקיום היועצות חוזרת בנושא. השותפות סבורה כי ככל שהצעתה (ביחד עם נובל) הינה עדיפה ביחס להצעות אחרות שהוגשו בהליך בשים לב לתנאים שהוגדרו בו מראש, כי אז עומדת לה הזכות המלאה לזכות ברשיון ובכוונתה לנקוט בכל הצעדים המשפטיים העומדים לרשותה על מנת להגן על זכויותיה.

7. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל"):

ביום 19.3.2019 התקשרה השותפות עם S.O.A. Energy Israel Ltd. (להלן: "המוכרת" או "SOA"), בהסכם לרכישת זכויות בשיעור 25% (מתוך 100%) בכל אחד מרישיונות אופק ויהל, המצויים ביבשה (להלן: "נכסי הנפט", "הרישיונות", "הזכויות הנרכשות", "הסכם הרכישה" ו- "העסקה"). עם התקיימות התנאים המתלים בהסכם, ביום 10.10.2019, הושלמה העסקה לרכישת הזכויות כאמור וביום 5.11.2019 הודיע הממונה על הנפט כי נרשמה בספר הנפט העברת הזכויות כאמור. SOA משמשת כמפעיל בנכסי הנפט. להלן פרטים עיקריים מהסכם הרכישה:

במועד השלמת העסקה העבירה המוכרת לשותפות את הזכויות הנרכשות כשהן נקיות מכל שעבוד, תמלוג (יובהר כי, הזכויות הנרכשות תהיינה כפופות להתחייבות השותפות לתשלום תמלוגי על לבעלי עניין בשותפות ולצדדים שלישיים, ראה ביאור 12 להלן), חבות, תביעה וזכויות צד ג'.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

7. רישיונות אופק חדש/ 405 (להלן: "אופק") ויהל חדש/ 406 (להלן: "יהל") (המשך):

בנוסף, שילמה השותפות למוכרת 1 מיליון דולר כהחזר בגין הוצאות עבר שהוצאו בקשר עם הפעילות בנכסי הנפט. השותפות התחייבה כי תישא בעלויות מבחני הפקה ברישיון אופק עד לסכום כולל שלא יעלה על 6.5 מיליון דולר.

ככל שעלות מבחני ההפקה תעלה על הסכום האמור, ישלם כל אחד מהשותפים ברישיון אופק, ובכלל זאת השותפות, את חלקו היחסי בעלות הנוספת כאמור, בהתאם להוראות הסכם התפעול המשותף (JOA) ברישיונות.

הפעילות העיקרית המתוכננת ברישיון אופק חדש הינה כניסה מחדש לקידוח הקיים ברישיון, וביצוע מבחני הפקה בו.

בחודש ספטמבר 2020 קיבלו השותפים ברישיון החלטה על השתתפות בביצוע מבחני ההפקה שיבוצעו במהלך שנת 2021 בתקציב של בין כ-10 מיליון דולר לכ-13 מיליון דולר (100%). חלק השותפות בתקציב הוא בין כ-7.5 מיליון דולר לכ-8.5 מיליון דולר.

8. הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט, משאבים מותנים ומנובאים:

ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הגז הטבעי, הקונדנסט והמשאבים המותנים והמנובאים של גז טבעי ונפט בזכויות השותפות בחזקות, ברישיונות ובזיכיון לחיפוש 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.

9. 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 להארכתם ב-20 שנה נוספות, בהתאם ובכפוף להוראות חוק הנפט.

(ב) 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 2.6.2016 נתן בג"ץ תוקף של החלטה להסכמת הצדדים לפנות להליך גישור.

בתום הליך הגישור, הגיעו הצדדים להסכמות שעוגנו במסגרת הסדר גישור.

ביום 11.4.2019, ניתן תוקף של פסק-דין להסדר הגישור המוסכם על כל הצדדים, לפיו מאגר תמר SW, יחולק בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%). בנוסף הוסכם כי, הזכות בשטח רישיון ערן תחולק ביחס של 76% למדינה ו-24% לבעלי הזכויות ברישיון ערן עובר לפקיעתו. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, ממשיכים ופועלים הצדדים לגיבוש ההסכמות הנדרשות לצורך יישום הסדר הגישור, כמפורט לעיל, אך אין כל בטחון שיוכלו להגיע להבנות כאמור אשר יאפשרו להתחיל בעבודות פיתוח מאגר תמר SW בתקופה הקרובה.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

10. בהמשך לאמור בביאור 10 לעיל בדבר התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות, בחנה השותפות את הסכום בר ההשבה של נכסי הגז והנפט שלה (בנפרד או כקבוצת נכסים המהווים יחידה מניבת מזומנים אחת). בחינת הסכום בר ההשבה בוצעה באמצעות אומדן ערך נוכחי וניתוחי רגישות לתזרימי מזומנים חזויים מנכסי הגז והנפט של השותפות (להלן: "**הבחינה**"). הבחינה נעשתה על ידי מעריך חיצוני, בלתי תלוי, אשר אמד את הסכום בר ההשבה ליום 31.3.2020 באמצעות היוון תזרים המזומנים, בהתבסס על תחזיות תזרימי המזומנים מעתודות מסוג 2P (Proved Reserves + Probable Reserves) ממאגר תמר ליום 31.12.2019 ובהתבסס על תחזיות תזרימי המזומנים מעתודות מסוג 2P + 2C (Best Estimate Contingent Resources including 2P Reserves) ממאגר לויתן ליום 31.12.2019 שפרסמה השותפות בימים 10.1.2020 ו-13.1.2020, בהתאמה (להלן: "**תחזיות תזרים המזומנים**"), תוך החלת התאמות לנתונים ולהנחות שנלקחו בתחזיות תזרים המזומנים.

עיקרי ההתאמות, כללו, בין היתר:

א) עדכון תחזית מחיר הגז והקונדנסט, בין היתר, לאור: (i) עדכון תחזית מחירי חבית ברנט (Brent) לפי ממוצע של תחזיות למחיר ה-Brent של צדדים שלישיים, ובהם הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, וחברת הייעוץ IHS Global Insight, שפורסמו בסמוך לתאריך הבחינה, לשנים 2020-2030, והעלתם בשיעור של 2% לשנה החל משנת 2030 (ii) עדכון תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת, בין היתר, על שער חליפין ש"ח-דולר ועל תחזית עלות הדלקים המבוססת על מחיר הגז לחברת חשמל (iii) תחזיות ביקוש עדכניות לגז טבעי בשוק המקומי, וזאת בהתבסס על תחזית ביקוש של צד שלישי לביקוש לגז טבעי בשוק המקומי.

ב) הפחתת כמויות המכירה השנתיות כמתואר להלן, בהתבסס על:

- תחזית ביקושים מעודכנת בשוק המקומי בסמוך למועד הבחינה האמורה;
- הפחתת כמויות המכירה בהסכמי דולפינוס (ראה ביאור 12 וביאור 12 להלן) ל-50% מהכמות החוזית השנתית בשנים בהן התחזית המעודכנת של המחיר היומי הממוצע לחבית Brent נמוכה מ-50 דולר;

ג) התאמת הוצאות פחת לצורכי מס אשר ישמשו רוכש פוטנציאלי;

ד) שימוש בשיעור היוון משוקלל (WACC) (אחרי מס) של כ-10.2% במאגר תמר ושל 11.2% במאגר לויתן. בהתאם לבחינה האמורה, הסכום בר ההשבה של נכסי הנפט של השותפות, גבוה משמעותית (למעלה מ-25%) מיתרת ההשקעה בהם בספרי השותפות ליום 31.3.2020, ובתאם, לא נדרשה הפרשה לירידת ערך. נכון ליום 31.12.2020 לא התקיימו סממנים המצביעים על הצורך לבחינה מחדש של סכום בר ההשבה של נכסי הנפט והגז של השותפות ביחס לבחינה שנעשתה ליום 31.3.2020.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך:
א. הרכב:

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>	
161,900	242,200	תמלוגים לקבל (ראה פסקה ב להלן)
69,900	57,956	הלוואה שניתנה (ראה פסקה ב להלן)
3,576	-	הוצאות מראש בגין גיוס מימון מתאגידים בנקאיים (ראה ביאור 10ד)
25,914	28,697	משרד האנרגיה בגין תמלוגים (ראה ביאורים 12ב, 12א ו- 15)
3,508	2,870	בעלי עניין בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12ב ו- 15)
2,093	4,896	צד שלישי בגין תמלוגי על (ראה ביאורים 12ב ו- 15)
102,851	119,373	דמי גישה בגין הסכם דולפינוס (ראה ביאור 3ג) ¹⁸
31,808	22,478	סכומים לקבל מחברה כלולה (ראה ביאורים 3ג ו- 422)
46,354	17,033	נכס פיננסי בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
9,406	3,217	מוסדות
70,423	60,345	חייבים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות ¹⁹
<u>527,733</u>	<u>559,065</u>	סך-הכל

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות I/17 כריש ו- I/16 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות"):

ביום 16.8.2016²⁰, נחתם הסכם בין השותפות לבין חברת Ocean Energean Oil and Gas Ltd. (להלן: "הרוכשת" או "אנרג'יאן"), למכירת כלל זכויות השותפות ונובל²¹ בחזקות (להלן: "ההסכם" ו- "הזכויות הנמכרות" בהתאמה), בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם ואשר עיקריהם מפורטים להלן:

- 1) במסגרת השלמת העסקה שילמה הרוכשת לשותפות סך כולל של 40 מיליון דולר;
- 2) יתרת התמורה, בסכום כולל של 108.5 מיליון דולר, תשולם לשותפות בעשרה תשלומים שנתיים שווים (להלן בדוחות הכספיים: "התשלומים השנתיים" או "ההלוואה") בתוספת ריבית במנגנון ובשיעור שנקבע בהסכם, החל מחודש מרץ 2018;
- 3) הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם ההתחייבות לתשלום תמלוגי על הקיימים בחזקות, להן התחייבה השותפות ביחס לחלקה (להלן: "התמלוגים הקיימים");
- 4) הרוכשת תשלם לשותפות תמלוגים 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.
- 5) בהתאם להוראות מתווה הגז, נקבע בהסכם כי הרוכשת תעביר למוכרת וליתר שותפי לווייתן את מכסת היצוא מהחזקות.

השותפות התקשרה עם מעריך שווי חיצוני בלתי תלוי על מנת לאמוד את השווי ההוגן של התמלוגים והתשלומים השנתיים.

סעיף הכנסות מימון בתקופת הדוח כולל סך של כ- 82.7 מיליון דולר (2019: כ- 57.3 מיליון דולר; 2018: כ- 48.4 מיליון דולר) הנובע משערוך שווי התמלוג מהחזקות ומשערוך התשלומים השנתיים. העדכון כאמור נובע בעיקר מעלייה בהערכות אנרג'יאן לגבי המשאבים המותנים בחזקות, שינוי בשיעורי ההיוון, שינוי בתחזית קצב הפקה, מחיר הקונדנסט וכן בגין חלופי הזמן (ראה גם ביאור 122 להלן).

¹⁸ דמי הגישה מופחתים בהתאם לאורך תקופת הסכם דולפינוס.

¹⁹ היתרה כוללת בעיקר את עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן בפרויקטים לווייתן ותמר בסך כולל של כ- 58.4 מיליון דולר (2019: כ- 68.5 מיליון דולר). לעניין הקמת מערכת הולכה מפרויקט לווייתן לירדן ראה ביאור 12ג2 להלן. יצוין כי עלות הקמת מערכות הולכת גז טבעי מישראל לירדן בפרויקט לווייתן מופחת על פני תקופת ההסכם עם נפקו.

²⁰ על-פי מתווה הגז, היה על השותפות ונובל למכור את כלל זכויותיהן בחזקות.

²¹ בחודש נובמבר 2015 התקשרה השותפות עם נובל בהסכם הקניית זכויות, לפיו הקנתה נובל לשותפות את הזכות למכור את זכויותיה בחזקות.

ביאור 8 - נכסים אחרים לזמן ארוך (המשך):

ב. הסכם למכירת זכויות בחזקות I/17 כריש ו- I/16 תנין (להלן בסעיף זה "חזקות") (המשך):

ביום 11.2.2021 פרסמה אנרג'יאן, בין היתר, דוח משאבים שנערך על-ידי צד שלישי, מדוח המשאבים עולה כי הזרמת הגז ממאגר כריש צפויה להתחיל, להערכת צד שלישי, בתחילת שנת 2022.

ביום 15.4.2019 הודיעה אנרג'יאן אודות ממצא גז טבעי (Discovery) בקידוח כריש צפון. לפי פרסומי אנרג'יאן, התוכנית לפיתוח מאגר כריש צפון שהוגשה על ידי אושרה על-ידי משרד האנרגיה בחודש אוגוסט 2020, והחלטת השקעה סופית לפיתוח מאגר כריש צפון התקבלה ביום 14.1.2021. ההפקה ממאגר זה צפויה להתחיל במחצית השנייה של שנת 2023.

למיטב ידיעת השותפות, הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרי כריש, תנין וכריש צפון (להלן בסעיף זה: "המאגרים") פורסמו לאחרונה על ידי אנרג'יאן ביום 11.2.2021. (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) על פי דיווח זה כוללים המאגרים ליום 31.12.2020, עתודות גז טבעי (2P) בהיקף של כ- BCM 98.4 ונוזלים פחמימניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי, ראה להלן) בהיקף של כ- 99.6 מיליון חביות (זאת לעומת משאבים (2P+2C) של גז טבעי בהיקף של כ- BCM 98.6 ולנוזלים פחמימניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי, ראה להלן) בהיקף של כ- 82 מיליון חביות בהתאם לפרסום קודם של אנרג'יאן מחודש אפריל 2020). בנוסף, ציינה אנרג'יאן כי כושר ההפקה והטיפול של מתקניה יגיע לכ- BCM 8 לשנה בשנת 2023.

להלן פרמטרים עיקריים מתוך הערכות השווי ששימשו למדידת התמלוגים והתשלומים השנתיים: שיעור היוון לתשלומים השנתיים נאמד ב-7.25% (2019: 6.5%); שיעור ההיוון שנאמד לרכיב התמלוגים נאמד ב-12% (2019: 11%); מועדי הפקת הגז מחזקת כריש: 1.4.2022 עד 31.12.2040; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת כריש: כ- BCM 3.91 גז טבעי; קצב הפקת קונדנסט שנתי ממוצע מחזקת כריש של כ- 5.0 מיליון; מועדי הפקת הגז מחזקת תנין: 1.1.2027 עד 31.12.2036; תחזית קצב הפקה שנתי ממוצע מחזקת תנין: כ- BCM 2.51 גז טבעי; קצב הפקת קונדנסט שנתי ממוצע מחזקת תנין של כ- 0.44 מיליון חביות קונדנסט; הסך הכולל של המשאבים המותנים של גז טבעי ושל ונוזלים פחמימניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי, ראה להלן) ששימשו את הערכת השווי למדידת התמלוגים נאמדו בכ- BCM98.4 (2019: כ- BCM 92) ובכ- MMBBL99.6 (2019: כ- MMBBL49), בהתאמה.

יצוין כי, במהלך חודש אפריל 2020 הוחלפו בין אנרג'יאן לשותפות מכתבים בקשר עם זכאות השותפות לקבלת תמלוגים מהחזקות. לטענת אנרג'יאן, בין היתר, התחייבותה לתשלום תמלוגים אינה חלה בכל הקשור להידרוקרבוניס ממאגר כריש צפון, ובנוסף, לא כל הנוזלים הפחמימניים אשר יופקו מחזקת כריש עונים להגדרת קונדנסט תחת ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות. עמדת השותפות, בהתבסס על יועציה, הינה כי על-פי ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות, מסמכי התמלוג והרישום בספר הנפט, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, לרבות ממאגר כריש צפון, וכי כלל הנוזלים הפחמימניים אשר עתידים להיות מופקים מהחזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 9 - זכאים ויתרות זכות:
הרכב:

<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>	
4,591	4,485	צדדים קשורים בגין תמלוג על ואחרות (ראה ביאור 21)
24,213	-	ריבית לשלם בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים
-	19,110	מס הכנסה (ראה ביאור 20א)
3,345	2,012	היטל רווחי נפט וגז (ראה ביאור 20ב)
4,647	8,694	משרד האנרגיה בגין תמלוגים
124,171	33,479	זכאים במסגרת עסקאות משותפות ²²
5,523	-	נגזר פיננסי (ראה ביאור 2022)
7	10	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ראה ביאור 13ח)
8,241	5,777	הוצאות לשלם וזכאים אחרים
<u>174,738</u>	<u>73,567</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>31.12.2019</u>	<u>31.12.2020</u>	
953,619	635,358	תמר בונד (ראה סעיף ב להלן)
-	2,219,341	לוויתן בונד (ראה סעיף ג להלן)
1,927,271	-	התחייבות לתאגידים בנקאיים (ראה סעיף ד להלן)
397,212	393,806	אגרות חוב - סדרה א' (ראה סעיף ה להלן)
<u>3,278,102</u>	<u>3,248,505</u>	
296,867	-	בניכוי חלויות שוטפות התחייבויות לתאגידים בנקאיים (ראה סעיף ד להלן)
<u>319,421</u>	<u>393,806</u>	בניכוי חלויות שוטפות אגרות חוב
616,288	393,806	סך הכל חלויות שוטפות
<u>2,661,814</u>	<u>2,854,699</u>	סך - הכל (בניכוי חלויות שוטפות)

²² הוצאות שהוצאו על ידי מפעיל העסקאות המשותפות וטרם שולמו.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

- ביאור 10 - אגרות חוב והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):
 א. הרכב ומועדי פרעון לפי שנים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):
 2) מועדי פרעון לפי שנים לאחר תאריך דוח על המצב הכספי:

<u>מועד פרעון</u>	<u>עלות מופחתת</u>	<u>סכום</u>	
<u>נקוב</u>	<u>ריבית</u>	<u>במיליוני דולר</u>	<u>במיליוני דולר</u>
דצמבר 2021	4.5%	393.8	395.3
יוני 2023	5.750%	496.6	500
דצמבר 2023	5.082%	318.3	320
יוני 2025	6.125%	593.2	600
דצמבר 2025	5.412%	317.1	320
יוני 2027	6.500%	590.8	600
יוני 2030	6.750%	538.7	550
		3,248.5	
			סך הכל

ב. אגרות חוב תמר בונד :

בחודש מאי 2014 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ (להלן: "המנפיקה"), חברה יעודית (SPC) בבעלות מלאה של השותפות, לפיו הונפקו 5 סדרות של אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר. ריבית אגרות החוב של כל אחת מהסדרות תשולם פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר. אגרות החוב נרשמו 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 27.3.2014 קיבלה השותפות אישור מרשות המסים כי אגרות החוב שישחרו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לענין סעיף 9(15)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 בציד המשותף תחתיו (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקני 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 מסוימים 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.

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ב. אגרות חוב תמר בונד (המשך):

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 החשמל תחת הסכם אספקת הגז עם חברת החשמל שיש בו להוות הרעה משמעותית, ובכפוף לתנאים וסייגים מסויימים; (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 מסויימים; (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 מסויימים, 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 שיעשה 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 הכספיים עמדה השותפות בתנאים ובהתחייבויות לפי שטר הנאמנות.

בשנת הדוח פרעה השותפות את סדרה 2020 אשר בחלקה נפרעה בחודש יולי 2020 בפרעון מוקדם.

ג. הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד :

ביום 18.8.2020 הושלם הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על ידי דלק לווייתן בונד בע"מ (להלן: **"המנפיקה"**), חברה ייעודית (SPC) המוחזקת במלואה על ידי השותפות, לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2.25 מיליארד דולר. אגרות החוב הונפקו בארבע סדרות. הקרן והריבית של אגרות החוב הן דולריות. ריבית אגרות החוב של כל אחת מהסדרות תשולם פעמיים בשנה, ביום 30 ליוני וביום 30 בדצמבר.

ביום 3.8.2020 קיבלה המנפיקה את אישור הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: **"הבורסה"**) לרישום אגרות החוב למסחר במערכת המסחר למשקיעים מוסדיים של הבורסה (להלן: **"רצף מוסדיים"**).

מלוא תמורת ההנפקה הועמדה על ידי המנפיקה כהלוואה לשותפות בתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (back-to-back), ובהתאם להסכם הלוואה שנחתם בין המנפיקה לשותפות (להלן: **"ההלוואה"**).

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

כספי ההלוואה שימשו את השותפות לצורך פירעון הלוואות מתאגידים בנקאיים בסך של כ- 2 מיליארד דולר, להפקדת כרית בטוח בסך של 100 מיליון דולר בהתאם לתנאי אגרות החוב, לתשלום עלויות הנפקה המוערכות בסך של כ- 30 מיליון דולר, ויתרת התמורה תשמש לשימושים נוספים בהתאם לתנאי אישור הממונה כמתואר בהמשך (להלן: "אישור הממונה").

להבטחת אגרות החוב וההלוואה, במסגרת שטר הנאמנות לאגרות החוב ויתר המסמכים על פיהם יונפקו אגרות החוב (להלן ביחד: "מסמכי המימון"), שעבדה השותפות לטובת נאמן אגרות החוב (להלן: "הנאמן") בשעבוד קבוע ראשון בדרגה את זכויותיה בפרויקט לווייתן (45.34%), ובכלל זאת זכויותיה בחזקות I/14 לווייתן דרום ו-I/15 לווייתן צפון (להלן בסעיף זה: "החזקות"), אישורי ההפעלה של מערכת ההפקה ואישורי הייצוא (להלן יחד: "שעבוד החזקות"), זכויות השותפות וההכנסות מהסכמי מכירת הגז והקונדנסט מפרויקט לווייתן (להלן: "הסכמי הגז"), זכויות השותפות בהסכם התפעול המשותף בחזקות (JOA), חלקה של השותפות בנכסי הפרויקט (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים, מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף), זכויות השותפות בחשבונות בנק ייעודיים, פוליסות ביטוח מסוימות ורישיונות שונים בקשר עם פרויקט לווייתן. כמו כן, שיעבדה השותפות את המניות המוחזקות על ידה במנפיקה, בחברת NBL Jordan Marketing Limited ובחברת לווייתן מערכת הולכה בע"מ.

נוסף לכך, שיעבדה המנפיקה לטובת הנאמן בשעבוד צף ראשון בדרגה את זכויותיה בכל נכסיה הקיימים והעתידיים וכן שיעבדה לטובת הנאמן את זכויותיה בהסכם ההלוואה ובחשבונות הבנק שלה (להלן יחד: "השעבדים" ו-"הנכסים המשועבדים", לפי העניין).

על פי מסמכי המימון, התחייבויות השותפות כלפי הנאמן ומחזיקי אגרות החוב מוגבלות לנכסים המשועבדים, ללא ערבות או בטחונות נוספים כלשהם.

יצוין כי השעבדים שיצרה השותפות לטובת הנאמן כפופים, בין היתר, לתמלוגי המדינה על פי חוק הנפט ולזכויותיהם של הצדדים הזכאים לתמלוגים בגין הכנסות השותפות מפרויקט לווייתן, לרבות בעלת השליטה בשותפות.

כמקובל בעסקאות מימון מסוג זה, השותפות נטלה על עצמה במסגרת מסמכי המימון תניות, מגבלות, התחייבויות (Covenants) וקיימות עילות להעמדת אגרות החוב לפירעון מיידי ולמימוש השעבדים. הכוללות, בין היתר, את המחויבויות העיקריות הבאות:

השותפות והמנפיקה התחייבו, לפי העניין, בין היתר, לקיים התחייבויות ותנאים שנקבעו באישורים ורישיונות ממשלתיים, לרבות ביחס למפעיל הפרויקט ולרבות תנאי אישור הממונה; לקיים את תנאי החזקות וה- JOA (להלן ביחד: "הסכמי לווייתן"); לשמור על זכויותיהן בנכסים המשועבדים ולהבטיח את תוקף השעבדים וזכויות הנאמן והמחזיקים על פיהם; לא לשנות את פעילות המנפיקה או להפסיקה ולא לשנות את מסמכי ההתאגדות של המנפיקה; לא ליצור שעבדים נוספים על הנכסים המשועבדים (למעט חריגים מסוימים); לקיים את הוראות החוק החלות על פעילותן; לשלם את המסים החלים עליהן; לתת לנאמן והמחזיקים הודעות, מידע ודוחות מסוימים שפורטו; לפעול לשמירת הרישום של אגרות החוב למסחר ברצף המוסדי; לפעול להמשך פעילותו הסדירה של פרויקט לווייתן בהתאם להסכמי לווייתן; לבצע כל פעולה שניתן תחת ה- JOA על מנת להבטיח שהמפעיל מקיים התחייבויותיו על פי ה- JOA; לבצע את כל התשלומים החלים עליהן ולשאת בכל הוצאות הנאמן החלות עליהן על פי מסמכי המימון; לרכוש ולהחזיק בפוליסות ביטוח מסוימות; להימנע משינוי או תיקון של הסכמי לווייתן או הסכמי גז מהותיים כהגדרתם במסמכי המימון (להלן: "הסכמי גז מהותיים"), או של הסכמי התמלוגים או להתקשר בהסכם תמלוגים חדש; להימנע מאישור פעולות מסוימות במסגרת ה- JOA; ועוד.

המנפיקה התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף, למעט הנפקת אגרות חוב נוספות או חוב מובטח אחר בדרגה שווה, בכפוף לתנאים שפורטו, ובכלל זאת (i) סך החוב המובטח של המנפיקה (כולל אגרות החוב) לא יעלה בכל עת על 2.5 מיליארד דולר; (ii) מתקיימים יחסים פיננסיים מסוימים שפורטו במסמכי המימון בקשר להנפקת חוב נוסף כאמור.

כמו כן, השותפות התחייבה שלא ליטול חוב פיננסי נוסף כלשהו המובטח בנכסים המשועבדים, למעט הלוואה נוספת שתקבל מהמנפיקה בתנאי back-to-back לחוב נוסף שתגייס המנפיקה בכפוף למגבלות הקבועות לכך במסמכי המימון.

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. הנפקת אגרות חוב לויתן בונד (המשך):

השותפות התחייבה כי לא תבצע עסקת מיזוג או תשנה את פעילותה בדרך שסביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה, או כי תיכנס להליכי פירוק או שינויי מבנה אחרים שהוגדרו, ולא תמכור, תעביר, תשעבד או תבצע דיספוזיציה אחרת בכלל נכסיה או בעיקרם, זאת למעט עסקאות מותרות כפי שהוגדרו במסמכי המימון, ובכלל זאת מכירה של זכויות בפרויקט לויתן בכפוף לביצוע פדיון מוקדם חובה או הצעת רכש למחזיקי אגרות החוב במקרים מסוימים, או שינויי מבנה מותרים, כפי שהוגדרו, ובכלל זאת העברת זכויות השותפות בפרויקט לויתן לתאגיד בת חדש ו/או פעולות נוספות, לרבות המתווה הנבחן לפיצול נכסי השותפות, בכפוף לכך שזכויות המחזיקים לא תיפגענה כתוצאה מפעולות אלו ותנאים נוספים שהוגדרו.

בנוסף, נקבעו הוראות בנוגע לפדיון מוקדם של אגרות החוב, ובכלל זאת, (1) פדיון מוקדם ביוזמת המנפיקה, בכפוף לתשלום עמלת פירעון מוקדם (Make Whole Premium), ו- (2) פדיון מוקדם חובה במקרים מסוימים שהוגדרו, לרבות בדרך של רכישה עצמית של אגרות החוב ו/או ביצוע הצעת רכש לכלל מחזיקי אגרות החוב, ובכלל זאת בעת מכירה של כל או חלק מהזכויות בפרויקט לויתן. המנפיקה והשותפות התחייבו כי אם תחול חובת ניכוי מס במקור לגבי התשלומים שיש לבצע על-פי תנאי אגרות החוב למי שהינו תושב חוץ, אזי, בכפוף לחריגים מסוימים שהוגדרו, ישלמו המנפיקה ו/או השותפות, לפי הענין,

סכומים נוספים, ככל שיידרש 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 27.7.2020 קיבלה השותפות אישור מרשות המסים בו נקבע, בין היתר, כי אגרות החוב שישחררו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לצורך סעיף 9(15ד) 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 החוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

מסמכי המימון כוללים מנגנון של מפל תשלומים, לפיו כל הכנסות השותפות מפרויקט לויתן מועברות לחשבון המשועבד לטובת הנאמן (להלן: "**חשבון ההכנסות**"), המשמש לצורך ביצוע תשלומים שונים בקשר לפרויקט ולאגרות החוב, ובכלל זאת, תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי התמלוגים; תשלומים לנאמן; מסים והיטל לפי חוק מיסוי רווחים ממאבטי טבע, תשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "**החוק**"); השקעות הוניות והוצאות תפעול בקשר עם פרויקט לויתן; תשלומי קרן וריבית; הפקדות לכריות בטחון ותשלומי איזון בקשר עם תשלומי מס לפי סעיף 19 לחוק. העברת היתרות שנותרו בחשבון ההכנסות לאחר ביצוע התשלומים הנ"ל לחשבון השותפות שאינו משועבד כפופה לתנאים שנקבעו, ובכלל זאת התקיימות יחס כיסוי מסוג NPV Coverage Ratio של 1.5 לפחות²³. במסגרת מסמכי המימון הוגדרו אירועי הפרה (Events Of Default) אשר בהתקיימם, בכפוף לתקופות ריפוי מסוימות שהוגדרו, סייגים ותנאים, 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 ויהיה רשאי לפעול למימוש השעבודים, ואלו האירועים העיקריים: (1) אי תשלום קרן, ריבית או תשלומים אחרים המתחייבים על פי מסמכי המימון; (2) הפרת מצגים; (3) הפרת התחייבויות (Covenants) או התחייבויות שליליות (Negative Covenants) שהוגדרו במסמכי המימון; (4) אירוע או כניסה להליכי חדלות פירעון של המנפיקה, וכן אירוע חדלות פירעון כאמור או של צד להסכם גז מהותי (כהגדרתו במסמכי המימון), המפעיל בפרויקט לויתן או השותפות, אם סביר לצפות שהדבר יגרום להשפעה מהותית לרעה (כהגדרתה בהסכם), בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (5) סיום מוקדם של איזה מהסכמי לויתן או הסכמי הגז המהותיים, אם סביר לצפות שהדבר יגרום להשפעה מהותית לרעה, בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (6) אם צד להסכם גז מהותי הפר את ההסכם וסביר לצפות שתהיה לדבר השפעה מהותית לרעה, בכפוף לתנאים וסייגים מסוימים; (7) במקרה של נטישה או הפסקה של פעילות פרויקט לויתן לתקופה העולה על 15 ימים רצופים, אם סביר לצפות כי תגרום להשפעה מהותית לרעה; (8) אם נגרם נזק לפרויקט לויתן (לרבות נזק פיזי, שלילת רישיון או העברת זכויות השותפות בה על-ידי רשות

²³ יחס הכיסוי NPV Coverage Ratio הוגדר כיחס בין הערך הנוכחי הנקי של התזרים המהווה הצפוי לנבוע מעתודות מוכחות וצפויות (2P), לפי שיעור היוון של 10%, מזכויות השותפות בפרויקט לויתן (להלן: "**התזרים המהווה**"), לבין יתרת החוב בניכוי מזומנים שהצטברו בחשבונות במועד המדידה. על פי מסמכי המימון, התזרים המהווה יחושב על פי אותן הנחות שישמשו את השותפות לצורך דוחות המשאבים שתפרסם על פי הוראות חוק ניירות ערך, למעט ההנחות בנוגע למחיר חבית Brent שתהיינה מבוססות על מחירי חוזים עתידיים הנסחרים ב-ICE, כפי שהוגדר במסמכי המימון.

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ג. הנפקת אגרות חוב לווייתן בונד (המשך):

שלטונות) שסביר לצפות כי יגרום להשפעה מהותית לרעה, ואשר לא תוקן; (9) במקרה של שלילה או הפקעת אישור ממשלתי שניתן בקשר לפרויקט לווייתן, שסביר לצפות שתגרום להשפעה מהותית לרעה; (10) אם איזה ממסמכי המימון שהמנפיקה או השותפות צד להם, או שעבודים שהועמדו במסגרת מסמכי המימון, ששוים המצטבר עולה על 35 מיליון דולר יחדלו להיות בתוקף; (11) אם ניתן כנגד המנפיקה פסק דין שאינו ניתן לערעור לתשלום סכום העולה על 35 מיליון דולר אשר לא שולם; (12) אם קיימת הפרה של התחייבות בהסכם להעמדת חוב מובטח אחר בדרגה שווה של המנפיקה בשווי העולה על 35 מיליון דולר; (13) אם הופרה התחייבות לביצוע פדיון מוקדם חובה; (14) אם הופרו ההוראות לגבי הוצאות כספים מחשבון ההכנסות; ועוד.

אגרות החוב דורגו על ידי חברות דירוג בינלאומיות וחברת דירוג ישראלית.

ביום 3.8.2020 נתקבל אישור הממונה לשעבוד החזקות לטובת הנאמן, בעבור מחזיקי אגרות החוב. באישור הממונה נקבע, בין היתר, כי השעבוד ניתן להבטחת פירעון אגרות החוב שתמורתן מיועדת למתן אשראי לשותפות בגובה של עד 2.5 מיליארד דולר סך הכל, לצורך פירעון הלוואות בסך של כ-2 מיליארד דולר (אשר שימשו בעיקר להשקעות בפיתוח פרויקט לווייתן), הפקדת כרית ביטחון בסך 100 מיליון דולר, השקעות בפרויקט לווייתן בלבד ומימון הקמת צנרת שמטרתה ייצוא גז ממאגרי לווייתן ותמר. נכון למועד תאריך הדוחות הכספיים, עמדה השותפות בהתחייבויותה כאמור לעיל.

ד. התחייבויות לתאגידים בנקאיים שנפרעו במסגרת הנפקת לווייתן בונד:

התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן קצר ליום 31.12.2019 בסך של כ-296.9 מיליון דולר והתחייבות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך לאותו מועד בסך של כ-1,630.4 מיליון דולר (במועד הפרעון בסך של כ-1.7 מיליארד דולר) בעיקר בקשר עם מימון פרויקט לווייתן נפרעו במלואן מתוך תמורת אגרות חוב לווייתן בונד שהונפקו באוגוסט 2020, כמתואר בפסקה ג' לעיל.

ה. אגרות חוב (סדרה א'):

בחודש דצמבר 2016 הנפיקה השותפות לציבור 1,528,533,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה א'), אשר נרשמו למסחר בבורסה (להלן בסעיף זה: "**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 עלויות הנפקה הסתכמה בכ-392.6 מיליון דולר. לעניין תוכניות לרכישה עצמית של אגרות החוב ראה סעיף ו' להלן.

קרן אגרות החוב תשולם בתשלום אחד ביום 31.12.2021, 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. יצויין כי, במועד מכירת זכויות השותפות בפרויקט תמר תידרש השותפות לפרוע 50% מקרן אגרות חוב.

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

ביאור 10 - אגרות חוב שהונפקו והתחייבויות לתאגידים בנקאיים (המשך):

ה. אגרות חוב (סדרה א') (המשך):

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. 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; (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); ו- (ד) במקרה שחוות דעת או דוח סקירה של רואה החשבון לדוחות הכספיים הרבעוניים או השנתיים של השותפות תכלול הפניית תשומת לב בדבר ספקות משמעותיים להמשך פעילותה של השותפות כעסק חי.

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%), נכון למועד הדוחות הכספיים, דירוג אגרות החוב ירד בדרגה אחת ולפיכך לא חל שינוי בשיעור ריבית אגרות החוב.

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.

נכון לתאריך הדוחות הכספיים, השותפות עומדת באמות המידה הפיננסיות שנקבעו בשטר הנאמנות.

1. תוכניות לרכישה עצמית אגרות חוב סדרה א' ואגרות חוב תמר בונד:

1. ביום 26.7.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית לרכישה אגרות חוב סדרה א' ואגרות חוב דלק ואבנר תמר בונד בהיקף כולל של עד 50 מיליון דולר. יצוין, כי תכנית הרכישה העצמית של אגרות החוב עומדת בהוראות שטר הנאמנות של השותפות וכי אין באישור התכנית כדי להוות הפרה של התחייבויות השותפות כלפי מחזיקי אגרות החוב. מובהר כי, הדירקטוריון קבע שתוכנית הרכישה העצמית של אגרות החוב האמורות תתבצע בכפוף להשלמת הליך המימון מחדש של הלוואות שהועמדו לשותפות, בין היתר, לצורך מימון פרויקט לווייתן (אשר הושלם ביום 18.8.2020) וכי אין בהחלטה האמורה כדי לחייב את השותפות לבצע את רכישת אגרות החוב, או כל חלק מהן, וכי הנהלת השותפות תהיה רשאית להחליט שלא לרכוש אגרות חוב כלל ו/או לרכוש אגרות חוב בהיקף נמוך יותר מזה שאושר. השותפות ביצעה רכישות עצמיות בהתאם לתכנית הרכישה כאמור בסך של 11,413,393 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה א') בתמורה לכ- 3 מיליון דולר.

2. ביום 17.11.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות תכנית לרכישת אג"ח סדרה א' בעלות כוללת משוערת של עד 30 מיליון דולר. הרכישות יבוצעו מעת לעת בתקופה שבין 19.11.2020 עד 31.12.2020, בעסקאות בבורסה או מחוץ לבורסה. יצוין כי, תוכנית זו החליפה את תכנית הרכישה העצמית האמורה בסעיף 1. בהתאם לתכנית הרכישה האמורה, השותפות ביצעה רכישות עצמיות בסך של 7,450,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה א') בתמורה לכ- 2 מיליון דולר.

סך הרווח שנבע מרכישה עצמית של שתי התוכניות כאמור הסתכם בסך של כ- 66 אלפי דולר ונוקף לרווח והפסד בסעיף המימון.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת
ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 11 - התחייבויות אחרות לזמן קצר ולזמן ארוך:
א. התחייבות אחרות לזמן ארוך:

31.12.2019	31.12.2020	
172,289	133,283	התחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז (ראה ביאור 2 ו- סעיף ב)
18,463	19,848	מסים לשלם בגין רווח הון נדחה ממכירת זכויות בחזקות תמר ודלית
12,300	13,115	הפרשה לתשלומי איזון בגין שנים קודמות (ראה ביאור 7א20)
17	-	תשלום מבוסס יחידות השתתפות (ראה ביאור 13ח)
<u>203,069</u>	<u>166,246</u>	סך-הכל

ב. תנועה בהתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז:

31.12.2019	31.12.2020	
112,195	172,289	יתרה ליום 1 בינואר
27,519	6,433	תוספות
4,637	2,189	השפעת חלוף הזמן
27,938	14,584	השפעת עדכון שיעור ההיוון
<u>172,289</u>	<u>195,495</u>	
-	(62,212)	בניכוי התחייבות אחרות לזמן קצר (ראה ביאור 7א25ד)
<u>172,289</u>	<u>133,283</u>	סך-הכל

שיעורי ההיוון ששימשו למדידת התחייבות לסילוק נכסי נפט וגז ליום 31.12.2020 הינם 1.1%-3.3% (31.12.2019): 2.8%-4.08%.

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.

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 המיזוג בין השותפות לבין אבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת מחודש מאי 2017, חלות כל ההתחייבויות ביחס לתמלוגים בגין כל נכסי הגז והנפט של השותפות (הקיימים והעתידיים), אולם שיעור התמלוגים בגינם הופחת ב-50% ביחס לשיעור התמלוגים ערב המיזוג (שכן השותפות ושותפות אבנר 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, 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 לדלק אנרגיה ולקבוצת דלק (להלן ביחד: "**בעלות התמלוג**"), 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 בעלות התמלוג, 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". לעניין המחלוקת בגין מועד החזר השקעה בפרויקט תמר בין השותפות לבין בעלות התמלוג, ראה ביאורים 15 ו-12א6.
במהלך חודש יוני 2018 הועברו הזכויות לקבלת תמלוגים בגין חזקות תמר ודלית מדלק אנרגיה לדלק תמלוגים (2012) בע"מ (להלן: "**דלק תמלוגים**").
במהלך חודש דצמבר 2019 הועברו הזכויות לקבלת תמלוגים בגין חזקות תמר ודלית מקבוצת דלק לקרנות השתלמות מורים וגננות חברה מנהלת בע"מ ולקרנות השתלמות מורים תיכוניים מורים סימנרים ומפקחים חברה מנהלת בע"מ.
במהלך חודש אוקטובר 2020 הועברו הזכויות לקבלת תמלוגים בגין חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון מקבוצת דלק ומדלק אנרגיה לחברת דלק תמלוג על לווייתן בע"מ אשר מוחזקת על ידי דלק אנרגיה.
3. בנוסף, תשלום השותפות 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 2.9.1991 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 נפט וגז בע"מ (צד קשור עד למועד מכירתה על ידי קבוצת דלק לצד ג') בחזקת "נועה" ו"אשקלון" 1.375%. ומכל זכות נפט עתידית של השותפות - 1.4375%, יתרת הזכאות לתמלוגים משולמת לצדדים שלישיים.
4. ביום 21.1.2007 התקשרו השותפות ושותפות אבנר בהסכם עם דור כימיקלים לרכישת 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.
5. יצוין כי, לאור עסקת מכירת חלק מהזכויות בחזקות תמר ודלית לתמר פטרוליום, משולם חלק יחסי מתמלוגי העל (9.25% מתוך 31.25%), על ידי תמר פטרוליום.
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).
בהתאם לחוק הנפט, זכאית המדינה לתמלוגים מכמות הגז המופקת. הממונה הודיע למפעילת העסקאות המשותפות 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.
בחודש מאי 2020 פרסם משרד האנרגיה הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים, לפי סעיף 32 לחוק הנפט והנחיות ספציפיות לחזקת תמר. לפרטים בדבר ההנחיות ראה סעיף יב להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (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 תמר (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט):

שנת תחילת אספקה	תקופת ההסכם הבסיסית ²⁴	האם קיימת אפשרות הארכה ²⁵	יתרת כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) ²⁶ (BCM)	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2020 (BCM) (100%)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ²⁷	2013	15 שנים	כ-54.4	כ-32.6	בסיס ההצמדה שנקבע בהסכם האספקה הוא מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI).
דליה אנרגיות	2015	17 שנים	כ-17	כ-6.3	תעריף ייצור החשמל הכולל מחיר רצפה ²⁸ .
יצרני חשמל פרטיים אחרים	2013-2020	15-18 שנים למעט הסכם אחד לתקופה של שמונה שנים ושני הסכמים לתקופות קצרות	כ-20.2	כ-19.2	מרבית ההסכמים כוללים נוסחת הצמדה לתעריף ייצור החשמל הכוללת מחיר רצפה.

24 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.

25 בחלק מהסכמי האספקה בהם קיימות ללקוחות אופציות להארכת ההסכם מוגדרים בהסכם תנאים מסויימים למימושן.

26 כמות זו הינה יתרת הכמות המירבית לאספקת גז הנקובה בהסכמים למשך כל תקופת ההסכמים. הכמות המינימלית אותה התחייבו הלקוחות לרכוש הינה יתרת הכמות המירבית לאספקת גז הנקובה בהסכמים למשך כל תקופת ההסכמים. הכמות המינימלית אותה התחייבו הלקוחות לרכוש נמוכה מכמות זו. הכמות האמורה כוללת כמויות אשר הופחתו בפועל בהתאם לאופציות ההפחתה.

27 לפרטים בדבר תנאים שונים שנקבעו במסגרת הסכם פשרה שנחתם עם חברת החשמל ביום 30.1.2021, ראו פסקה ד להלן.

28 ההצמדה לתעריף ייצור החשמל בחוזי האספקה ליצרני חשמל היא בהתאם לתנאי החלופה שנקבעה במתווה הגז הכוללת מחיר רצפה. לפרטים ראו סעיף 12א1 להלן.

דלק קידוחים שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי ולייצוא (המשך):

1. להלן טבלה המציגה את ריכוז ההסכמים למכירת גז טבעי של שותפי תמר (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט) (המשך):

האם קיימת אפשרות הארכה	תקופת ההסכם הבסיסית	שנת תחילת אספקה	יתרת כמות מירבית כוללת לאספקה (BCM) (100%)	הכמות שסופקה עד ליום 31.12.2020 (BCM) (100%) ²⁷	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
בחלק מההסכמים מוקנית לשני הצדדים אפשרות להארכה בתקופה נוספת, ככל שלא נצרכה כמות הגז החוזית הכוללת בתקופה הבסיסית.	3-7 שנים	2013-2020	כ- 1.6	כ- 6.9	במרבית ההסכמים נקבע מחיר קבוע ללא הצמדה.
לשני הצדדים מוקנית אפשרות להארכה בשנתיים נוספות, ככל שלא נצרכה כמות הגז החוזית בתקופה הבסיסית.	13-15 שנים	2017-2018	כ- 2.3	כ- 0.65	נוסחת הצמדה המבוססת על מחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת בתקופה הבסיסית, תוארך תקופת האספקה בשנתיים נוספות.	כ- 15 שנים	2020	כ- 25	כ- 0.25	נוסחת הצמדה המבוססת על מחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
			כ- 120.5	כ- 65.9	

סה"כ

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) במרבית הסכמי אספקת הגז נקבעה, בין היתר, התחייבות של הרוכשות, ככל שאספקת הגז על פי ההסכם היא על בסיס מחייב, לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). במידה שאותן רוכשות לא ירכשו את הכמות המינימאלית בשנה כלשהי, הן תחוייבנה לשלם למוכרים בעבור ההפרש שבין הכמות המינימאלית שהוגדרה לבין הכמות שנרכשה בפועל על ידי הרוכשות. יצוין כי, במרבית ההסכמים בהם נכללה התחייבות לכמות המינימאלית כאמור, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לרוכשות, לאחר ששילמו בגין גז שלא נצרך עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב, לקבל גז ללא תשלום נוסף, וזאת עד ליתרת כמות הגז שלא נצרכה בשנים קודמות ואשר בגינה שילמו למוכרים במסגרת התחייבותן לכמות מינימאלית לחיוב, כאמור לעיל (Make Up).

עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן (להלן: "**Carry Forward**").

(2) בעקבות החלטות הממונה על התחרות 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 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.

בהקשר זה יצוין, כי במהלך השנים 2019-2020, חתמו שותפי תמר על תיקונים להסכמים עם מספר יצרני חשמל פרטיים, לרבות דליה אנרגיות, במסגרתם התחייבו אותם היצרנים לרכוש מפרויקט תמר, את הגז הטבעי שייצרכו במתקניהם במהלך התקופה שהחל ממועד הזרמת הגז ממאגר לווייתן ועד למועד שבו אותם היצרנים יממשו את אופציית ההפחתה (להלן בסעיף זה: "**התקופה**"), אם וככל שיממשו. כמו כן, במסגרת אותם התיקונים, הוסכם בין הצדדים כי לצורך חישוב הכמות הממוצעת שצרכו אותם היצרנים תחת ההסכמים האמורים בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה ביחס לתקופה, יעשה החישוב על בסיס הכמות המינימאלית (בהתאם למנגנון שנקבע בתיקונים להסכמים כאמור), ולא על בסיס הכמות אשר יצרכו בפועל. כלל התיקונים להסכמים נכנסו לתוקפם, לרבות התיקון להסכם עם דליה אנרגיות.

(3) יצוין כי, במהלך שנת 2020 מסרו מספר לקוחות הודעות על מימוש אופציית ההפחתה האמורה, ובהם יצרני חשמל פרטיים שונים. הודעות אלו צפויות להיכנס לתוקף במועדים שונים במהלך השנים 2021-2022.

(4) בהתאם לתנאי 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 ניתנה גם בהסכמים שנחתמו עד ליום 13.12.2020 לתקופה העולה על 8 שנים. יצוין כי, במהלך שנת 2020 מסרו שני לקוחות הודעה על מימוש אופציית הסיום המוקדם ואלו הסתיימו ביום 1.3.2021.

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 (המשך):

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, הוראות בעניין זכות הצדדים להמחות את זכויותיהם על-פי ההסכמים, פטור מאחריות הצדדים בהתקיימות אירוע כח עליון (כהגדרתם בהסכמים), מנגנונים ליישוב סכסוכים ומחלוקות בין הצדדים, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

6 התקשרות בהסכם לאספקת קונדנסט עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז זיקוק"):

שותפי תמר מספקים לפז זיקוק אשדוד קונדנסט משנת 2013 בצורת ייעודית בהיקף שאינו מהותי, על פי הסכם (כפי שתוקן), הצפוי להסתיים בחודש דצמבר 2030. מחיר הקונדנסט נקבע על-פי מחירי הברנט (Brent) בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה. כלל המכירות של קונדנסט על ידי שותפי תמר הינו במסגרת ההתקשרות הנ"ל.

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. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים קבוצת דלק מחזיקה ב- 30% בדלק ישראל.

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. ביום 11 בנובמבר 2019 הודיעה דלק שורק לשותפי תמר על סיום ההסכם החל מיום 9 בפברואר 2020. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הושלמה עסקת מכירת אחזקות דלק ישראל בדלק שורק. לפיכך דלק שורק אינה צד קשור.

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 הגז 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) הכמות החוזית הכוללת שנקבעה בהסכם חח"י-תמר (כפי שתוקן) עומדת על כ- BCM 87, והכמות המינימאלית לחיוב, החל מיום 1.1.2019 ועד לתום תקופת ההסכם, 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. עוד נקבע, מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על-ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן (להלן: "**Carry Forward**"), בהתאם רשאית חברת חשמל להפחית את הכמות הנרכשת, תוך ניצול המנגנון כאמור, עד לרמה של BCM 1.75 בשנה (כך שהכמות המירבית הניתנת לניצול בשנה קלנדרית הינה BCM 1.25). הכמות שנצברה לזכות חברת החשמל במסגרת מנגנון ה- Carry forward ליום 31.12.2020 עומדת על כ- BCM 1.85 (עבור 100% מהמאגר).
- (3) מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס ומנגנון הצמדה המבוסס על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ביחס לחלק מהכמויות, ובכפוף להתאמות מסוימות.
- (4) 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) (להלן: "**מועד ההתאמה הראשון**") ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני (1.7.2024) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה) מהמחיר באותו מועד. אם שותפי תמר וחברת החשמל לא יגיעו להסכמה על שיעור התאמת המחיר, רשאי כל צד להפנות את העניין להליך בוררות. במסגרת תזרים המזומנים המהוון הנכלל בדוח המשאבים של תמר הניחה השותפות כי במועד ההתאמה הראשון יופחת מחיר הגז בשיעור של 25%, וכי במועד ההתאמה השני יופחת מחיר הגז בשיעור של 10%. אם שותפי תמר וחברת החשמל לא יגיעו להסכמה על שיעור התאמת המחיר, רשאי כל צד להפנות את העניין להליך בוררות.
- (5) במידה שאחד הצדדים להסכם לא ישלם במועד תשלום הנדרש ממנו על-פי ההסכם, אזי הסכום שבפיגור יצבור ריבית בשיעור שנתי השווה לריבית LIBOR בתוספת 5%, החל ממועד התשלום על-פי ההסכם ועד למועד התשלום בפועל. אם האיחור בתשלום נמשך 7 ימים או יותר, אזי רשאי הצד הזכאי לתשלום, על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 14 יום, להשעות את מסירת הגז או קבלתו, לפי העניין. אם האיחור בתשלום נמשך 120 יום ממועד הפרעון הרלוונטי, אזי רשאי הצד הזכאי לתשלום, על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 14 יום, להביא לסיום את ההסכם. מימוש הזכות לסיום ההסכם לא תהווה ויתור על תרופות אחרות העומדות לאותו צד.
- (6) בהסכם חח"י-תמר נקבעו, בין היתר, הוראות לפיהן חברת החשמל או שותפי תמר יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתו בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. אם בשל אירוע של כוח עליון לא יהיה באפשרותם של שותפי תמר או חברת החשמל לבצע כל התחייבות מהותית הנדרשת על פי ההסכם וחוסר יכולתם לבצע את ההתחייבות כאמור נמשך לתקופה של שלוש שנים רצופות, הצד השני רשאי לסיים את ההסכם על ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 90 יום לפחות.

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):

(6) (המשך):

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.

(7) 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, בכמות שלא סופקה ובמחיר מופחת. כמו כן, קובע ההסכם הפרות מיוחדות שבגינן ישולמו פיצויים בשיעורים גבוהים יותר. בהסכם נקבעו גבולות לאחריות כל אחד מהצדדים בגין הפרת חלק מההוראות ההסכם בשיעורים הקבועים בהסכם, הן על בסיס שנתי והן לאורך תקופת ההסכם. חברת החשמל אינה אחראית כלפי שותפי תמר ושותפי תמר אינם אחראים כלפי חברת החשמל בגין נזקים או הפסדים עקיפים, תוצאתיים או עונשיים. שותפי תמר יהיו אחראים בנפרד, ולא במשותף, להפרות כאמור של ההסכם.

(8) 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).

לפרטים בדבר הסכם פשרה בין שותפי תמר לחברת החשמל ראה סעיף ד להלן.

ג. התקשרויות ליצוא גז טבעי:

ביום 19.2.2018 נחתם הסכם לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר למצרים בין השותפות ונובל לבין דולפינוס (להלן בסעיף זה: "**הסכם תמר-דולפינוס המקורי**") ו-"הרוכשת", בהתאמה, אשר ביטל והחליף הסכם קודם שנחתם בין הצדדים הנ"ל ביום 17.3.2015.

ביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם תמר-דולפינוס המקורי בין שותפי תמר לבין דולפינוס (להלן: "**תיקון הסכם תמר-דולפינוס**") וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לווייתן ולבין שותפי תמר.

יצוין כי במקביל לחתימת תיקון הסכם תמר-דולפינוס נחתם תיקון להסכם בין שותפי לווייתן לבין דולפינוס (להלן: "**תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס**"), לפרטים ראו סעיף 22ד. עם התקיימות כל התנאים המתלים לתיקון הסכם תמר-דולפינוס, ביום 24.12.2019 עדכנה השותפות כי תיקון הסכם תמר-דולפינוס נכנס לתוקפו.

בחודש יולי 2020, לאחר שנתקבל היתר הזרמה מרשות הגז הטבעי והסתיימה הרצת המדחס שהותקן בתחנת EMG באשקלון, החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים.

בחודש יולי 2020 הסבה דולפינוס את הסכמי הייצוא למצרים ל- Blue Ocean Energy, חברה קשורה של דולפינוס.

יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי בקשר עם תיקון הסכם תמר-דולפינוס שניתנה לשותפי תמר על-ידי רשות המסים ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי תמר להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז) שעימם התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מלאות מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי 9.12.2022, להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחת תיקון הסכם תמר-דולפינוס, המבוססת מחיר ברנט (Brent), תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המיסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה בתיקון הסכם תמר-דולפינוס.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ג. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

להלן תמצית פרטי ותנאי תיקון הסכם תמר-דולפינוס:

- 1) אספקת הגז לרוכשת על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס הינה על בסיס מחייב (Firm) (לעומת אספקה על פי הסכם תמר-דולפינוס המקורי שהיתה על בסיס מזדמן (Interruptible) עם אופציה לשותפי תמר להפוך לבסיס מחייב).
- 2) כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי תמר לספק לרוכשת על פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס הינה כ- BCM 25.3 (להלן: "הכמות החוזית הכוללת (Firm) בהסכם תמר") (לעומת כ- BCM 32 על פי הסכם תמר-דולפינוס המקורי שהיה, כאמור, על בסיס מזדמן).
- 3) האספקה על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס, תחל ביום 30.6.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "מועד סיום הסכם תמר-דולפינוס"). במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת עד ליום 31.12.2034 יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בעד שנתיים נוספות.
- 4) על-פי תיקון הסכם תמר-דולפינוס, התחייבו שותפי תמר לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה המתחילה ביום 30.6.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2022 - כ- BCM 1 לשנה; ו- (ii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת במועד סיום תיקון הסכם תמר-דולפינוס כ- BCM 2 לשנה, וזאת באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחם נוסף, והגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז, כמפורט בסעיף יג.
- 5) הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים שנקבעו בתיקון הסכם תמר-דולפינוס, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. יצוין כי, ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה 6 להלן, זכותה של דולפינוס להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל. בשנת הדוח דולפינוס צרכה מהסכם תמר-דולפינוס כ- BCM 0.3 (100%). יצוין כי בעקבות הירידה החדה במחירי האנרגיה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020 ירד המחיר היומי הממוצע של הברנט כהגדרתו בהסכם מתחת ל- 50 דולר לחבית (ראה ביאור 8א12 בדבר תביעה ובקשה לאישורה כתביעה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתניה הנ"ל).
- 6) מחיר הגז שיסופק לרוכשת ייקבע על-פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של תיקון הסכם תמר-דולפינוס (להלן בסעיף זה: "מועד ההתאמה הראשון" ו- "מועד ההתאמה השני", בהתאמה), בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של עד 30% במועד ההתאמה השני. יצוין כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף לגובה מחיר חבית נפט.
- 7) תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיום ההסכם, ובנוסף הוראה לסיום ההסכם במקרה של סיום תיקון הסכם לויתן-דולפינוס כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי תמר לספק גם את הכמויות האמורות בתיקון הסכם לויתן-דולפינוס כמפורט בהסכם, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. תיקון הסכם לויתן-דולפינוס כולל אף הוא הוראות דומות.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

1. פרויקט "תמר" (המשך):

ד. הסכם פשרה בין שותפי תמר לבין חברת החשמל:

ביום 4.10.2020 הודיעו חלק משותפי תמר לשותפות ולנובל כי חתמו על הסכם אשר מהווה לטענתם תוספת להסכם חברת החשמל - תמר (להלן: "**ההסכם שבמחלוקת**"). ביום 30.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) חתמו שותפי תמר וחברת החשמל על הסכם פשרה בנוגע למחלוקות שנתגלו בקשר להסכם שבמחלוקת (להלן בסעיף זה: "**הסכם הפשרה בתמר**"). במסגרת הסכם הפשרה בתמר נקבע, בין היתר, כי: (1) ההסכם שבמחלוקת יבוטל ויהא חסר כל תוקף ונפקות; (2) עד ליום 30.6.2021 תוכל חברת החשמל לרכוש ממאגר תמר כמות של BCM 1.25, במחיר נמוך ממחיר הסכם חח"י-תמר, המשתנה לפי הכמות הנרכשת, מתוכה כ- BCM 0.81 אשר סופקו בשנת 2020, וכן, בתנאים מסוימים, כמויות נוספות ככל שאלה לא תוספקנה על-ידי שותפי לווייתן על פי הסכם חברת חשמל-לווייתן. כמויות הגז שסופקו ותוספקנה במחיר מופחת כאמור, לא תילקחנה בחשבון לצורך חישוב ה-Take or Pay וה-Carry Forward בשנים 2020 ו-2021 מהסכם חברת חשמל תמר כמפורט לעיל.

עוד נקבע בהסכם הפשרה בתמר, כי הכמות החוזית היומית המירבית ששותפי תמר יהיו מחוייבים לספק לחברת החשמל מכוח הסכם חברת חשמל-תמר במחצית הראשונה של שנת 2021 תוגבל ל- MMBTU 500,000 (לעומת MMBTU 655,000).

במסגרת הסכם הפשרה ויתרו הצדדים על תביעותיהם בקשר עם המחלוקות.

הסכם הפשרה בתמר כפוף להתקיימותם של תנאים מתלים ואישורים רגולטוריים, ובכלל זאת אישור רשות התחרות, ואישורו של בית-הדין לתחרות לצו מוסכם לפי סעיף 50 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 לפיו הממונה על התחרות לא תמשיך את הטיפול ולא תנקוט בצעדי אכיפה נגד נוכל בגין התלונות שהוגשו כנגדה בקשר לתוספת. ככל שלא יתקיימו התנאים המתלים תוך 30 ימים ממועד חתימת הסכם הפשרה, וביחס לאישור בית-הדין תחרות - 60 ימים, תהא לכל צד זכות לבטל את ההסכם. לאור הסכם הפשרה כאמור, רשמה השותפות הוצאות בסך של כ- 14.7 מיליון דולר אשר הופחתו מסעיף "הכנסות ממכירת גז טבעי". נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקיימו כל התנאים המתלים האמורים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לווייתן:

א) הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן:

במהלך השנים 2016-2020 חתמה השותפות, יחד עם יתר שותפי לווייתן, על מספר הסכמים לאספקת

גז טבעי מפרויקט לווייתן, אשר עיקריהם מובאים להלן:

שנת תחילת אספקה	תקופת ההסכם ²⁹	כמות חוזית מירבית כוללת לאספקה (100%) ³⁰ (BCM)	הכמות הכוללת שסופקה עד ליום 31.12.2020 (100%) ³¹ (BCM)	בסיס ההצמדה העיקרי למחיר הגז
חברת החשמל ³²	עד ליום 30.6.2021	כ-3.6 ³³	כ-2.4	מחיר גז קבוע שאינו מוצמד.
יצרני חשמל פרטיים	2020, או מועד תחילת ההפעלה המסחרית של תחנת הכוח של הרוכשות (לפי המאוחר)	כ-38.3	כ-0.7	נוסחת ההצמדה של מחירי הגז מבוססת במרבית ההסכמים על תעריף ייצור החשמל, וכוללת "מחיר רצפה". במספר הסכמים קצרי טווח קיים מחיר קבוע שאינו מוצמד.
לקוחות תעשייתיים	2020	כ-3.8	כ-0.4	נוסחת ההצמדה במרבית ההסכמים מבוססת בחלקה על הצמדה למחירי הברנט (Brent) ובחלקה לתעריף ייצור החשמל וכוללת "מחיר רצפה". קיימת הצמדה חלקית גם למדד מרווח הזיקוק ולמדד התעו"ז הכללי המפורסם על-ידי רשות החשמל.
הסכם ייצוא Nepco –	2020	כ-45	כ-1.9	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה".
הסכם ייצוא – דולפינוס	2020	כ-60	כ-1.9	נוסחת ההצמדה מבוססת על הצמדה למחירי הברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". ההסכם כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם.
סה"כ		כ-151	כ-7.25	

²⁹ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז עשויה להסתיים במועד בו סופקה ללקוחות הכמות החוזית המירבית הקבועה בהסכם.

³⁰ כמות זו הינה הכמות המירבית אותה התחייבו שותפי לווייתן לספק ללקוחות במשך תקופת ההסכמים. הכמות אותה התחייבו הלקוחות 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 ולהוראות שנקבעו בהסכם. יצוין, כי, במספר הסכמים לא נקובה כמות מירבית לאספקה.

³¹ בשל העובדה שמדובר בשנת ההפעלה הראשונה של פרויקט לווייתן, הכמויות בשנת 2020 כוללת התחשבות בגין מועד תחילת אספקה מסחרית.

³² לפרטים אודות הסכם חברת החשמל ראה פסקה ב להלן.

³³ בהסכם האספקה המקורי שנחתם עם חברת החשמל לא נקבעה כמות חוזית כוללת מירבית לאספקה. הנתון הנקוב לעיל שווה לכמות הגז שסופקה על פי החוזה עד ליום 31.12.2020 (כ-2.4 BCM) בתוספת כמות נוספת של 1.2 BCM אשר חברת החשמל התחייבה להזמין משותפי לווייתן במהלך המחצית הראשונה של 2021 (בכפוף להתאמות מסוימות) על פי הסכם הפרשה בלווייתן המתואר בפסקה ב.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (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) במרבית הסכמי מכירת הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים ולקוחות תעשייתיים (להלן בסעיף זה: **"ההסכמים"**), התחייבו הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה (להלן: **"הכמות המינימאלית"**). יצוין כי, במסגרת ההסכמים האמורים, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה תחת ההסכם, עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה. עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשות בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן - Carry Forward.

2) 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, 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 על ענייני הנפט את העברת הזכויות בחזקות כריש ותנין בהתאם למתווה הגז (קרי: 13.12.2020) (לפי המאוחר מבניהם). הודיעה הרוכשת על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בחלוף 12 חודשים ממועד מתן ההודעה.

3) במרבית הסכמי האספקה נקבעו תנאים מתלים ובהם, בין היתר, קבלת אישורים הנדרשים מצד הרוכשות בקשר עם ההסכם. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים התקיימו התנאים המתלים האמורים במרבית ההסכמים.

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 אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

ב) פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי לווייתן לבין חברת החשמל:

בעקבות ההליך התחרותי שערכה חברת החשמל, נחתם כאמור ביום 12.6.2019 הסכם חח"י-לווייתן המסדיר אספקת גז טבעי ממאגר לווייתן לחברת החשמל על בסיס קיבולת פנויה (להלן בסעיף זה: **"ההסכם"**).

ביום 29.10.2019 התקיימו כל התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם האספקה. אספקת הגז לחברת החשמל לפי ההסכם החלה ביום 31.12.2019, ועל פי הוראות ההסכם היא תסתיים ביום 30.6.2021 או במועד תחילת הפקת הגז ממאגר "כריש", לפי המוקדם מביניהם, אלא אם תסתיים מוקדם יותר בהתאם לתנאי ההסכם. בהסכם האספקה נקבע מחיר גז קבוע שאינו מוצמד.

ביום 30.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי), במקביל לחתימת הסכם הפרשה בתמר, חתמו שותפי לווייתן וחברת החשמל על הסכם פשרה (להלן: **"הסכם הפרשה בלווייתן"**), המתקן את הסכם חח"י-לווייתן, במסגרתו, מבלי לגרוע מהתחייבויות הצדדים על פי הסכם חח"י-לווייתן, התחייבה חברת החשמל להזמין משותפי לווייתן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021 כמות גז טבעי בהיקף

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט לויתן (המשך):

(ב) פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי לויתן לבין חברת החשמל (המשך):

של כ- BCM 1.2, ממנה יופחתו כמויות גז מסויימות, כפי שהוסכמו, שעיקרן כמויות גז שיוזמו מלויתן על ידי חברת החשמל ולא יסופקו על ידם וכן כמויות גז שלא יצרכו על ידי חברת החשמל עקב אירועי כוח עליון ו/או תקלות ביחידות ייצור משמעותיות של חברת החשמל (להלן: "כמות הבסיס"). במידה שחברת החשמל לא תזמין את כמות הבסיס בתקופה האמורה, היא תחויב לשלם לשותפי לויתן בעבור ההפרש שבין כמות הבסיס לבין הכמות שהוזמנה על-ידה בפועל. חברת החשמל תהיה רשאית לצרוד את יתרת כמות הבסיס אותה לא צרכה אך שילמה בגינה, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם הפרשה לויתן.

בנוסף, שותפי לויתן יעניקו לחברת חשמל הנחה במחיר בגין הזמנת כמויות גז העולות על כ- 0.5 BCM שתוזמן החל מיום 1.1.2021.

בעת חתימת ההסכם, העריכה השותפות כי תסופק לחברת החשמל בתקופת ההסכם כמות של כ- BCM4. במהלך שנת 2020 סופקה ממאגר לויתן לחברת החשמל כמות של כ- BCM2.4. להערכת השותפות, בהתאם להסכם פשרה לויתן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021, תסופק לחברת החשמל כמות נוספת של כ- BCM 1.2.

בדומה להסכם הפרשה בתמר, הסכם הפרשה בלויתן כפוף אף הוא להתקיימותם של תנאים מתלים ואישורים רגולטוריים, ובכלל זאת אישור רשות התחרות ואישורו של בית-הדין לתחרות לצו המוסכם. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקיימו כל התנאים המתלים האמורים.

ג) **הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לויתן 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: "הסכם נפקו" ו-"נפקו", בהתאמה). חברת השיווק הינה חברה בת בבעלות מלאה של השותפים בפרויקט לויתן, המחזיקים בה באופן יחסי לשיעור החזקותיהם בפרויקט לויתן. על-פי הסכם נפקו, התחייבה חברת השיווק לספק לנפקו גז טבעי למשך תקופה של כ-15 שנה החל ממועד תחילת האספקה המסחרית או עד אשר היקף האספקה הכולל יהיה כ- BCM 45. אספקת הגז לנפקו החלה ביום 1.1.2020.

נקודת מסירת הגז על פי הסכם נפקו הינה ביציאה ממערכת ההולכה הישראלית בגבול בין ישראל לירדן. עלות השלמת מערכת ההולכה הישראלית עד לגבול בין ישראל לירדן מוערכת בסכום של כ- 120 מיליון דולר (100%, חלקה של השותפות כ- 54 מיליון דולר). נפקו התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז, בהיקף ובהתאם למנגנון כפי שנקבע בהסכם נפקו.

ד) **הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לדולפינוס:**

ביום 19.2.2018 נחתם הסכם בין השותפות ונובל לבין חברת דולפינוס, אשר הסבה כאמור בחודש יולי 2020 את זכויותיה ל- Blue Ocean Energy (להלן בסעיף זה: "הרוכשת") לייצוא גז טבעי מפרויקט לויתן למצרים (להלן בסעיף זה: "הסכם לויתן-דולפינוס המקורי").

ביום 26.9.2019 הושלמה חתימה על הסכם לתיקון הסכם לויתן-דולפינוס המקורי בין שותפי לויתן לבין דולפינוס (להלן: "תיקון הסכם לויתן-דולפינוס") וכן נחתם הסכם בקשר עם הקצאת הקיבולת הזמינה במערכת ההולכה מישראל למצרים בין שותפי לויתן לבין שותפי תמר (לפרטים ראו ביאור 3ג7 לעיל).

ביום 15.1.2020 החלה הזרמת הגז הטבעי למצרים ממאגר לויתן בהתאם לתיקון הסכם לויתן-דולפינוס. בחודש יולי 2020, לאחר שנתקבל היתר הזרמה מרשות הגז הטבעי, הסתיימה הרצת המדחס שהותקן בתחנת EMG באשקלון. התקנת המדחס איפשרה את הגדלת כמות הגז המוזרמת למצרים.

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):

יצוין כי, במסגרת החלטת מיסוי בקשר עם תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס שניתנה לשותפי לווייתן על-ידי רשות המסים ביום 9.12.2019 ובהתאם לתנאי מתווה הגז, התחייבו שותפי לווייתן להציע ללקוחות חדשים (כהגדרתם במתווה הגז) שעימם התקשרו או יתקשרו מיום 19.2.2018 ועד לתום 3 שנים מלאות מיום החתימה על החלטת המיסוי, קרי 9.12.2022 להתקשר בהסכמים למכירת גז טבעי במחיר שיחושב בהתאם לנוסחת תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, המבוססת מחיר ברנט (Brent), תוך ביצוע מספר התאמות המפורטות בהחלטת המיסוי לרבות לנוכח מיקום נקודת המסירה בתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס.

להלן תמצית פרטי ותנאי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס:

1) כמות הגז החוזית הכוללת שהתחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת על פי תיקון הסכם לווייתן הינה על בסיס מחייב (Firm) וגדלה באופן ניכר לכ- 60 BCM (לעומת 32 BCM על פי הסכם לווייתן-דולפינוס המקורי) (להלן: "הכמות החוזית הכוללת בהסכם לווייתן").

2) האספקה על-פי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס החלה ביום 15.1.2020 ותהא עד ליום 31.12.2034 או עד לאספקת מלוא הכמות החוזית הכוללת, המוקדם מביניהם (להלן: "מועד סיום תיקון הסכם לווייתן"). בהסכם נקבע כי במקרה שהרוכשת לא תרכוש את הכמות החוזית הכוללת, יהיה כל צד רשאי להאריך את תקופת האספקה בשנתיים נוספות.

3) על-פי תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס התחייבו שותפי לווייתן לספק לרוכשת כמויות גז שנתיות, כדלקמן: (i) בתקופה שהחלה ביום 15.1.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2020 - כ- 2.1 BCM לשנה; (ii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2020 ומסתיימת ביום 30.6.2022 - כ- 3.6 BCM לשנה; ו- (iii) בתקופה המתחילה ביום 1.7.2022 ומסתיימת במועד סיום הסכם לווייתן - כ- 4.7 BCM לשנה, וזאת באמצעות שדרוג המערכות בתחנת EMG באשקלון, לרבות התקנת מדחם נוסף, והגדלת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז, כמפורט בסעיף יג.

4) הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) עבור כמויות רבעוניות ושנתיות, בהתאם למנגנונים שנקבעו בתיקון הסכם לווייתן-דולפינוס, אשר בין היתר מאפשרים לרוכשת להקטין את כמות ה- TOP בשנה בה המחיר היומי הממוצע של הברנט (כהגדרתו בהסכם) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. יצוין כי, ככל שתופחת הכמות החוזית במקרה של אי הסכמה על עדכון מחיר הגז, כאמור בפסקה 5 להלן, זכותה של דולפינוס להקטין את כמות ה- Take or Pay כאמור לעיל, תתבטל. בשנת הדוח דולפינוס צרכה מהסכם לווייתן-דולפינוס כ- 1.9 BCM (100%) יצוין כי בעקבות הירידה החדה במחירי האנרגיה במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020 ירד המחיר היומי הממוצע של הברנט כהגדרתו בהסכם מתחת ל- 50 דולר לחבית (ראה ביאור 12א בדבר תביעה ובקשה לאישורה כתביעה ייצוגית שהוגשה כנגד השותפות בקשר לתניה הנ"ל).

5) מחיר הגז שישופק לרוכשת ייקבע על-פי נוסחה המבוססת על מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכוללת "מחיר רצפה". תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של תיקון הסכם לווייתן-דולפינוס (להלן בסעיף זה: "מועד ההתאמה הראשון" ו- "מועד ההתאמה השני", בהתאמה), בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם. במקרה בו לא יגיעו הצדדים להסכמה בדבר עדכון המחיר כמתואר לעיל, תעמוד לרוכשת הזכות להפחית את הכמות החוזית בשיעור של עד 50% במועד ההתאמה הראשון ובשיעור של עד 30% במועד ההתאמה השני. יצוין כי ההסכם כולל מנגנון תמריצים תלוי כמויות ובכפוף לגובה מחיר חבית נפט.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. **התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):**

2. **פרויקט לויתן (המשך):**

ד) **הסכם ליצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לדולפינוס (המשך):**

6) התיקון להסכם לויתן-דולפינוס כולל הוראות מקובלות הנוגעות לסיום ההסכם ובנוסף הוראות במקרה של סיום התיקון להסכם תמר - דולפינוס בין הרוכשת לבין כל השותפים במאגר תמר כתוצאה מהפרתו, ואי הסכמת שותפי לויתן לספק גם את הכמויות לפי תיקון הסכם תמר - דולפינוס, וכן כולל מנגנוני פיצוי במקרה כאמור. תיקון הסכם תמר-דולפינוס כולל אף הוא הוראות דומות.

3. **אירועי "כוח עליון" תחת הסכמי מכירת גז טבעי:**

במרבית הסכמי מכירת הגז הטבעי של השותפות (להלן: "**ההסכמים**"), מחויבים הלקוחות לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי, בהתאם למנגנונים שנקבעו בהסכמים. עם זאת, הלקוחות עשויים להיות פטורים מחובה זו, בהתרחשות אירוע "כוח עליון" המונע מהם מלקיים את התחייבויותיהם, כמוגדר בהסכמים. אירוע "כוח עליון" מוגדר כאירוע שאינו בשליטת הלקוח, המונע ממנו את קיום התחייבויותיו תחת ההסכם, ואשר לא ניתן היה למנוע אותו באופן סביר בנסיבות העניין. ההסכמים מפרטים רשימת מקרים אשר לא ייחשבו כאירוע "כוח עליון" גם במקרה בו הם אינם בשליטת הלקוח. יצוין כי גם השותפות עשויה להיות פטורה מחובותיה על פי הסכמי מכירת הגז הטבעי בהתרחש אירוע "כוח עליון" המונע ממנה מלקיים את התחייבויותיה לפי ההסכמים.

ככל שאירוע "כוח עליון" נמשך לאורך תקופה ממושכת הקבועה בהסכם מכירת גז טבעי (בדרך כלל בין שנה ועד לשלוש שנים) והוא משפיע באופן מהותי על יכולת צד להסכם לקיים את התחייבויותיו כאמור לעיל, הדבר עלול להוות עילה לביטול ההסכם. לפיכך, התרחשות של אירוע "כוח עליון" לתקופה ארוכה, המשעה את התחייבויותיו של לקוח לרכישת כמות משמעותית של גז טבעי, עלולה להשפיע לרעה באופן מהותי על הכנסות השותפות.

ד. **הסכם לאספקת קונדנסט לבז"ן:**

ביום 15.12.2019 נחתם הסכם לפיו קונדנסט שיופק ממאגר לויתן יוזרם באמצעות צנרת הדלקים הקיימת של חברת קצא"א אל מתחם מיכלים של תש"ן בקרית חיים ומשם יוזרם למתקני בז"ן, וזאת בין היתר בהתאם להנחיות רגולטוריות (להלן: "**הסכם בז"ן**").

הסכם בז"ן הינו על בסיס מזדמן לתקופה של 15 שנים ממועד תחילת ההזרמה של הקונדנסט בכמויות מסחריות, כאשר לכל צד תהיה זכות לסיים את הסכם בז"ן במתן הודעה מראש של לפחות 360 יום לצד האחר. בנוסף יהיה כל צד רשאי לבטל את הסכם בז"ן בהודעה קצרה יותר בקורות אירועים שונים, לרבות במקרה של הפרה על-ידי הצד האחר וכן בקורות שינויים רגולטוריים ואחרים אשר לא יאפשרו את הזרמת הקונדנסט בהתאם לאמור בהסכם בז"ן.

הזרמת הקונדנסט לבז"ן על-פי הסכם בז"ן תתבצע על בסיס מזדמן עד לכמות מקסימלית שהוסכמה בין הצדדים (להלן: "**הכמות המקסימלית**"). הצדדים יהיו רשאים לעדכן את הכמות המקסימלית מעת לעת בכפוף לעמידה בתנאים שנקבעו על ידי הרשויות לעניין זה, לרבות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה. בהסכם בז"ן נקבע כי, מסירת הקונדנסט לבז"ן תהיה ללא תמורה, כאשר שותפי לויתן יישאו בכל ההוצאות, לרבות חשיפות המס, ביחס להזרמת הקונדנסט.

במסגרת הסכם בז"ן נקבעו מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים להזרמת הקונדנסט לבז"ן, לרבות אישורים בכל הנוגע למכירת הקונדנסט ללא תמורה. ביום 29.1.2020 נכנס הסכם בז"ן לתוקפו. אובדן ההכנסות שנגרם לפרויקט לויתן עקב תנאי ההסכם אינו מהותי לשותפות.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ה. הסכם לאספקת גז טבעי לדלק שורק:

ביום 19.9.2019 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי לווייתן (להלן בסעיף זה: "**שותפי לווייתן**") לבין דלק שורק (להלן: "**ההסכם מלווייתן**"). במסגרת ההסכם מלווייתן התחייבו שותפי לווייתן לספק לדלק שורק גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- 0.24 BCM לשנה וזאת בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם מלווייתן. תקופת האספקה על פי ההסכם מלווייתן החלה בסמוך למועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט לווייתן ותסתיים בתום 9 שנים ממועד ההפעלה המסחרית של פרויקט לווייתן (להלן: "**תקופת ההסכם האספקה**"). כאשר לדלק שורק נתונה הזכות להאריך את ההסכם מלווייתן בחמש שנים נוספות, במשלוח הודעה לשותפי לווייתן על רצונה לעשות כן, וזאת לא יאוחר מתום השנה השביעית ממועד ההפעלה המסחרית של פרויקט לווייתן. דלק שורק התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם מלווייתן (להלן: "**הכמות המינימלית לחיוב**"). מחיר הגז שנקבע בהסכם מלווייתן יוצמד לתעריף יצור החשמל, כפי שיקבע מעת לעת על-ידי רשות החשמל, וכולל "מחיר רצפה".

ו. הערכות בדבר כמויות הגז ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל בפרויקטים לווייתן ותמר, 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 להסכם האספקה), מדד המחירים האמריקאי (U.S CPI) (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 וכיוצא ב.

ז. החזר הוצאות עקיפות למפעילות הפרוייקטים:

פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות "מיכל-מתן", "רציו-ים" ו"ים תטיס" מתבצעת על ידי נובל, ברישיונות אופק ויהל מתבצעת על ידי SOA ופעילותה של השותפות בעסקה המשותפת בלוק 12 בקפריסין מתבצעת על-ידי נובל קפריסין.

על פי הסכמי התפעול המשותף בעסקאות משותפות וברישיונות אלה הוסכם שנובל, SOA או נובל קפריסין, בהתאם לאמור, תשמש כמפעילה והיא תהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות.

על פי כללי ההתחשבנות המנויים בהסכמים, זכאיות נובל, SOA ונובל קפריסין להחזר הוצאות עקיפות המחושבות כאחוז מההוצאות הישירות כמפורט להלן:

עסקה משותפת מיכל מתן:

נובל זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר ההוצאות העקיפות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת, בשיעור של 1% מכלל ההוצאות הישירות החל מיום 1.1.2016, כהגדרתן בהסכם, וזאת בכפוף להחרגות מסוימות.

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, ושיעור של 1% מכלל הוצאות הפיתוח הישירות, כהגדרתן בהסכם, וזאת בכפוף להחרגות מסוימות.

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.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ז. החזר הוצאות עקיפות למפעילות הפרוייקטים (המשך):

רשיונות אופק ויהל:

SOA זכאית להחזר כל ההוצאות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל וכן להחזר בשיעור של 1% מכלל ההוצאות האקספלורציה, נכון למועד אישור הדוחות הכספיים טרם נקבע שיעור החזר הוצאות לפיתוח.

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 בשיעור של 1% מההוצאות עד להיקף הוצאות של 20 מיליון דולר לשנה ומעבר לסכום זה בשיעור של 0.85% מההוצאות. בתקציב לשנת 2020 אושר דמי מפעיל לתקופת הפיתוח בשיעור של 1.5% יצויין, כי נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מנהלים השותפים בבלוק 12 דיונים לעניין תשלום דמי מפעיל בגין הוצאות עקיפות בקשר עם הפקה.

ח. תלות בלקוח:

חברת החשמל, נפקו ודולפינוס הם הלקוחות הגדולים ביותר של השותפות ולפיכך ביטול ההסכמים שנחתמו בינם לבין שותפי תמר ושותפי לווייתן או אי קיומם ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות.

לפרטים בדבר היקפי מכירות ויתרת לקוחות לימים 31.12.2020 ו- 31.12.2019 ראה ביאור 14 בביאור 22 להלן.

ט. היתרים ורשיונות למתקני הפרוייקטים:

1. במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי מכוח חוק הנפט וכן העניק שר האנרגיה לים תטיס בע"מ (חברה בבעלות שותפי ים תטיס) רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת הולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי ים תטיס, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון וחוק משק הגז הטבעי מפלטפורמת ההפקה ועד למתקן הקבלה.

2. 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. בהקשר זה השותפות העמידה ערבות לטובת משרד האנרגיה.

3. במסגרת תוכנית פיתוח שלב 1א' לפרויקט לווייתן, קיבלו שותפי לווייתן אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט לווייתן שלפיו, שותפי לווייתן חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות.

בחודש פברואר 2017, העניק שר האנרגיה לחברה ייעודית בבעלות שותפי לווייתן, "לווייתן מערכת הולכה בע"מ", רישיון להקמה ולהפעלה של מערכת ההולכה, אשר תשמש להעברת גז טבעי של שותפי לווייתן שמקורו בחזקות לווייתן, או של ספקי גז טבעי אחרים בהתקיים תנאים מסוימים, הכל בכפוף לתנאי הרישיון. בחודש דצמבר 2019 התקבל אישור הממונה להפעלה של מערכת ההפקה של גז טבעי ונפט מחזקות לווייתן.

כמו כן, התקבלו היתרים נוספים, לרבות היתר הזרמה לים, היתר פליטה לאוויר, היתרי רעלים ורישיונות עסק.

4. המשרד להגנת הסביבה פרסם את היתר הפליטה לאוויר לאסדת תמר ביום 31.8.2020, והוא נכנס לתוקף. יצוין כי נובל נמצאת בדיונים עם המשרד להגנת הסביבה בקשר עם תנאים מסוימים שנקבעו בהיתר כאמור. ביום 30.12.2020 הגישה המפעילה בקשה לשינוי ההיתר, בהתאם להוראות חוק אוויר נקי והתייחסות נוספת במסגרתה נכללת עמדת המפעילה בדבר שמירת זכויותיה בנושא.

5. ביום 30.10.2020 פרסם המשרד להגנת הסביבה להערות הציבור טיוטת עדכון להיתר הפליטה הקיים של תחנת קבלת הגז הטבעי באשדוד (Ashdod Onshore Terminal), אשר משמש את מאגר תמר, אשר הינו בתוקף עד ליום 31.12.2021, ומטרתו להסדיר את כלל הפעילות המתקיימת במתקן. יצוין כי, במקביל נערך הליך במסגרתו הוגשה בקשה להוצאת היתר פליטה חדש למתקן.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ט. היתרים ורשיונות למתקני הפרויקטים (המשך):

5. (המשך):

ביום 16.12.2020 פורסם היתר פליטה מעודכן למתקן. יצוין כי, בהתבסס על מידע שנמסר לשותפות על-ידי המפעילה, הדרישה לעדכון היתר הפליטה למתקן ניתנה אגב שימוע שנערך על-ידי המשרד להגנת הסביבה למפעילה בגין אי עמידה לכאורה בהוראות היתר הפליטה למתקן, המהוות, לטענת המשרד להגנת הסביבה, הפרה של חוק אוויר נקי. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד הדוחות הכספיים, לאחר שהמפעילה הציגה טענות בעניין זה בפני המשרד להגנת הסביבה, לא ננקטו צעדי אכיפה נוספים. במקביל, הוגשה על ידי המפעילה בקשה לחידוש היתר הפליטה של המתקן, שתוקפו צפוי לפוג במהלך חודש דצמבר 2021.

י. שעבודים וערבויות:

1. פקדונות בבנק לזמן קצר ליום 31.12.2020 בסך של כ-169.1 מיליון דולר משמש לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות החוב תמר בונד (ראה ביאור 10 לעיל) ואגרות חוב לויתן בונד (ראה ביאור 10 לעיל).
2. פקדון בבנק לזמן ארוך ליום 31.12.2020 בסך של כ-100 מיליון דולר משמש כרית בטחון במסגרת הנפקת אגרות חוב לויתן בונד (ראה ביאור 10 לעיל) ופקדון בסך של 0.5 מיליון דולר משמש להבטחת ערבות בסך של 1 מיליון דולר שניתנה על ידי השותפות ונובל (בחלקים שווים) לטובת מנהל רשות הגז הטבעי בקשר עם רישיון הולכת הגז למצרים.
3. ראה ביאור 10 בדבר שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, במסגרת אגרות החוב.
4. על פי דרישת רפובליקת קפריסין במסגרת הסכם הזיכיון כאמור בביאור 47 לעיל, בשנת 2013 העמידה קבוצת דלק ערבות ביצוע לטובת הרפובליקה של קפריסין. בתמורה להעמדת הערבות משלמת השותפות עמלת ערבות לקבוצת דלק בסך של כ-368 אלפי דולר לשנה וזאת עד 25 שנים ממועד העמדת הערבות.
5. במסגרת פעילותה של השותפות בפרויקטים לויתן ותמר, העמידה השותפות ערבות עצמית לטובת רשות המיסים בישראל (מכס) בקשר עם ציוד המיובא על-ידי מפעיל העסקה בסך של כ-82.7 מיליון ש"ח. יצוין כי במסגרת הפעולות הנטישה המתוכננות בפרויקט ים תטיס צפויה השותפות להעמיד לטובת המכס ערבות עצמית בהיקף של כ-57.7 מיליון ש"ח.
6. במהלך חודש יולי 2018, העמידו השותפים בפרויקט לויתן ערבות לטובת רשות מקרקעין לישראל בקשר עם הקמת תשתית פיתוח פרויקט לויתן. חלקה של השותפות בערבות האמורה הינו בסך כ-2.3 מיליון ש"ח.
7. לצורך הבטחת תשלומים עבור זכויות שימוש בשטחים, מתקנים ותשתיות בקשר עם עסקת EMG העמידה השותפות לטובת קצא"א ערבות בנקאית בסך 2 מיליון דולר. במסגרת ההסכם עם קצא"א העמידה חברת EMED BV ערבות חברה לחברת קצא"א בסך 4 מיליון דולר.
8. להבטחת הסכם הולכה לצורך ייצוא גז למצרים (ראה סעיף יג) וזאת במסגרת פעילות השותפות בפרויקטים לויתן ותמר העמידה השותפות בחודש פברואר 2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) ערבויות בנקאיות לטובת נתג'ז בסך של כ-172.9 מיליון ש"ח, וכנגדן שיעבדה השותפות פקדון בסך של כ-13.3 מיליון דולר.
9. לעניין ערבויות שהעמידה השותפות בסך של כ-64 מיליון דולר לממונה על הנפט בקשר עם זכויותיה בנכסי הנפט והגז ראה סעיף יב3 להלן.

1. 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, וזאת בהתאם למנגנון התחשבות, לפיו 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 גם שותפי ים תטיס (קרי ישראלמקו, דור גז, תמר פטרוליום ואורסט), 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 שנותרה חולקה בין שותפי ים תטיס שלהם גם זכויות בפרויקט תמר (קרי, התובעות), לפי חלקם בפרויקט תמר. מנגנון התחשבות זה, איפשר שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם. אותו ביקשו התובעות, נכון למועד הגשת התביעה, עמד על סך של כ- 15.3 מיליון דולר ומשקף את התמלוגים שישלמו התובעות ביתר מחודש מאי 2013 ועד למועד הגשת התביעה (להלן בסעיף זה: "**סכום ההשבה**"). ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה, במובחן מטענת הנתבעת, הרי שהתובעות כבעלות הזכויות הן בפרויקט ים תטיס והן בפרויקט תמר נוטלות מן הגז שברשותן כך שלא התקיימה כל מכירה בין "פרויקט תמר" ל"פרויקט ים תטיס" ועל כן בסיס התמלוגים הינו בסיס התמורה אשר התקבלה מהלקוחות הסופיים בצירוף חלקה של קבוצת דלק, שאינה בעלת זכויות ישירות בתמר. כפועל יוצא, הרי שהנתבעת גובה מהתובעות תמלוגים ביתר, בגין סכומים העולים על הסכומים שמתקבלים מהלקוחות הסופיים, המשקפים את שווי השוק של הגז, וזאת לנוכח היותם של הלקוחות הסופיים צד בלתי קשור. נכון ליום 31.12.2020, סעד ההשבה בגין טענת התובעות הראשית כאמור, עומד על כ- 28 מיליון דולר (סכום קרן החזר תמלוגים ששולמו ביתר בגין התקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, ובגין התקופה שמחודש מאי 2019 ועד לחודש דצמבר 2020, בהתאם לטענת התובעות) (להלן בסעיף זה: "**סכום ההשבה העדכני**") כאשר חלקה של השותפות בקרן הסכום האמור הינו בסך של כ- 13 מיליון דולר. עדכון סכום ההשבה העדכני כפוף לתשלום אגרה נוספת על-ידי התובעות.

לחילופין, טענת התובעות כי אף אם התקיימה מכירה כלשהי, הרי שהמכירה שהתבצעה הינה בגין חלקן של בעלות הזכויות בפרויקט תמר שאינן בעלות הזכויות בפרויקט ים תטיס (ישראלמקו ודור – 32.75% ובחלק מן התקופה אף 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 בה תמר פטרוליום ואורסט בעלות זכויות – 54.5%) הינו גז שברשות התובעות שבו רשאיות הן לעשות שימוש לצורך אספקת הגז ללקוחות הסופיים כאמור (להלן בסעיף זה: "**גישת המכירה החלקית**").

נכון ליום 31.12.2020, סעד ההשבה בגין גישת המכירה החלקית כאמור, עומד על כ- 19.3 מיליון דולר (סכום קרן החזר תמלוגים ששולמו ביתר בגין התקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, ובגין התקופה שמחודש מאי 2019 ועד לחודש דצמבר 2020, בהתאם לגישת המכירה החלקית), כאשר חלקה של השותפות בקרן הסכום הינו בסך של כ- 9 מיליון דולר.

דיוני הוכחות התקיימו ביום 21.6.2020, ביום 23.2.2021 הגישו התובעות סיכומים ראשיים מטעמן. בהתאם, הנתבעת תהא רשאית להגיש סיכומי תשובה מטעמה עד ליום 31.5.2021, ואילו התובעות תהיינה רשאיות להגיש סיכומי תשובה מטעמן, נשוא סיכומי הנתבעת עד ליום 30.6.2021. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, קיים סיכוי אפשרי לקבלת טענת התובעות הראשית, כך שתהיינה זכאיות לסכום ההשבה העדכני וכן הסיכוי שגישת המכירה החלקית תתקבל עולה על הסיכוי כי זו תידחה.

2. ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "**המבקש**" ו- "**בקשת האישור**", בהתאמה). 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 התחרות הכלכלית.

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, שהוערך במועד הגשת בקשת האישור 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.

ביום 28.9.2017 ניתן פסק דינו של בית המשפט העליון בבקשת רשות הערעור. בית המשפט העליון דן בבקשה כאמור, כאילו ניתנה רשות והוגש ערעור, ולגופם של דברים קבע, כי אין להתערב בהחלטת בית המשפט המחוזי וכי דין הערעור להידחות. עם זאת, קבע כי יש לערוך בירור עובדתי נוסף ולכן הורה על החזרת הדיון לבית המשפט המחוזי על מנת שידון בבקשת האישור לגופה. ביום 1.6.2020 נערך דיון בעל-פה לסיכום סיכומי הצדדים בבית המשפט המחוזי בתל-אביב. ביום 27.7.2020 נעתר בית המשפט לבקשת שותפי תמר להגשת עמדת היועץ המשפטי לממשלה ביחס לפרשנותו של סעיף 29א(ב)(1) לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, אשר הוגשה לאחרונה לבית המשפט העליון בהליך אחר (להלן בסעיף זה: "**עמדת היועץ**" ש"י). בהתאם, הגישו שותפי תמר ביום 29.7.2020 את עמדת היועץ ש"י.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של הבקשה לאישור התביעה כתביעה ייצוגית להתקבל נמוכים מ-50%.

3. 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 וטרהאוס קופרס ייעוץ בע"מ (PWC), כיועציה הכלכליים של ועדת דירקטוריון בלתי תלויה שהקימה אבנר (להלן בסעיף זה: "**המשיבים**"). בין היתר, נטען בבקשה כי, חברי הוועדה, דירקטוריון אבנר והשותף 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 6.7.2017 הורה בית המשפט על צירוף השותפות כמשיבה בהתאם לבקשתה. בימים 9.3.2021 ו-10.3.2021 התקיימו דיוני הוכחות ובסופם נקבע כי עד ליום 17.3.2021 הצדדים יגישו הסדר דיוני בדבר אופן ניהול שלב הסיכומים.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת של היועצים המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

4. ביום 4.2.2019 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**"), על-ידי בעל מניות בתמר פטרוליום ועמותת נציגי הציבור (להלן יחד בסעיף זה: "**המבקשים**"), כנגד תמר פטרוליום, השותפות, מנכ"ל השותף הכללי בשותפות ויו"ר דירקטוריון בתמר פטרוליום במועד ההנפקה, מנכ"ל תמר פטרוליום, סמנכ"ל הכספים בתמר פטרוליום ולידר הנפקות (1993) בע"מ (להלן יחד בסעיף זה: "**המשיבים**"), בקשר עם הנפקת מניות תמר פטרוליום בחודש יולי 2017 (להלן בסעיף זה: "**ההנפקה**").

לטענת המבקשים, בתמצית, הטעו המשיבים את ציבור המשקיעים בעת ההנפקה ביחס ליכולתה של תמר פטרוליום לחלק דיבידנד לבעלי מניותיה, בגין התקופה שתחילתה ממועד ההנפקה וסיומה בסוף שנת 2021 (להלן בסעיף זה: "**התקופה**"), והפרו חובות על-פי חוקים שונים, בין היתר, הפרת חובת הזהירות של נושאי המשרה האמורים והפרת חובות השותפות כבעלת מניות וכבעלת השליטה בתמר פטרוליום טרם ההנפקה.

הסעדים המבוקשים בתובענה הייצוגית האמורה, כוללים בעיקר סעד כספי בסך של לפחות 53 מיליון דולר, שהינו, לטענת המבקשים, ההפרש שבין סך הדיבידנד שצפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה, כפי שצוין במסמך ההצעה למשקיעים מוסדיים מיום 12.7.2017, לבין סך הדיבידנד, אשר על-פי חוות דעת מומחה שצורפה לבקשת האישור, צפויה תמר פטרוליום לחלק בגין התקופה.

ביום 13.8.2019, הורה בית המשפט למבקשים להעביר את כתבי בית הדין המצויים בתיק לידי היועץ המשפטי לממשלה על-מנת שזה יודיע עד ליום 15.9.2019 אם הוא מבקש להצטרף להליך. ביום 6.2.2020 הודיע היועץ המשפטי לממשלה כי בשלב זה לא מצא לנכון להצטרף להליך. ביום 1.11.2020 הגישו המבקשים בקשה לתיקון בקשת האישור (להלן בסעיף זה: "**בקשת התיקון**"), בה מבוקש לצרף לבקשת האישור מבקשת נוספת, אשר השתתפה בהנפקה, וזאת בניגוד למבקשים הנוכחיים אשר לא נטלו חלק בהנפקה. בנוסף, במסגרת בקשת התיקון מבוקש להגדיל את סכום הנזק הנטען ל- 153 מיליון דולר. תגובות הצדדים הוגשו לבית המשפט ונכון למועד אישור הדוחות הכספיים, טרם התקבלה החלטה בבקשת התיקון.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה בבקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

5. ביום 27.2.2020 נודע לשותפות אודות הגשת תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**") אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, על-ידי צרכן חשמל (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") כנגד השותפות ונובל וכנגד יתר המחזיקות בפרויקט תמר ובפרויקט לויתן (כבעלי דין שלא מתבקש נגדם סעד), זאת בקשר עם ההליך התחרותי לאספקת גז טבעי שערכה חברת החשמל ובקשר עם תיקון אפשרי להסכם אספקת הגז מפרויקט תמר לחברת החשמל, כפי שסוכם על-ידי ישראלמקו, תמר פטרוליום, דור ואורסט (להלן יחד בסעיף זה: "**יתר המחזיקות בפרויקט תמר**"), ללא מעורבות השותפות ונובל (להלן בסעיף זה: "**התיקון להסכם תמר**").

טענותיו העיקריות של המבקש, בתמצית, הן כי ההצעות שהציעו יתר המחזיקות בפרויקט תמר והמחזיקות בפרויקט לויתן במסגרת ההליך התחרותי עולות לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי ולכדי הסדר כובל, כהגדרתו בחוק התחרות הכלכלית; אי חתימתן של השותפות ונובל על התיקון להסכם תמר עולה אף היא לכדי ניצול לרעה של כוח מונופוליסטי; המחיר שנקבע בהסכם אספקת הגז מפרויקט לויתן לחברת החשמל, בהמשך ההליך התחרותי, הינו מחיר בלתי הוגן; ועושר שעשו ויעשו השותפות ונובל בהתאם להסכם זה ותוך פגיעה בתחרות עולה לכדי עשיית עושר ולא במשפט. לטענת המבקש פעולות אלו של השותפות ונובל גרמו וצפויות לגרום נזק לקבוצות אותן הוא מבקש לייצג בסך של כ- 1.16 מיליארד ש"ח, אותו הוא מבקש לפסוק לטובת הקבוצות אותן הוא מבקש לייצג, ולפיו מתבקש בית המשפט לפסוק גמול ושכר טרחה. הסעד העיקרי המבוקש בתובענה הייצוגית האמורה הוא קביעה של בית המשפט כי השותפות ונובל אינן רשאיות למנוע מיתר המחזיקות בפרויקט תמר לחתום על התיקון להסכם תמר. דיון קדם משפט בבקשת האישור נקבע ליום 17.11.2021.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):
יא. הליכים משפטיים (המשך):

5. (המשך):

לבקשת האישור צורפו כמשיבות גם יתר המחזיקות בתמר ורציו, המחזיקה הנוספת בלוויתן, מבלי שהתבקש נגדן סעד. ביום 22.12.2020 הגישו יתר המחזיקות בתמר בקשה למחיקתן על הסף (להלן בסעיף זה: **"בקשת המחיקה"**), המבקש הגיש התנגדות והשותפות, נובל ורציו לא התנגדו אליה. ביום 31.1.2021 קבע בית המשפט כי דיון בבקשת המחיקה יערך ביום 5.5.2021. טרם נקבע מועד להגשת תשובות לבקשת האישור.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%.

6. ביום 6.1.2019 הגיש המפקח מטעם מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות לבית המשפט המחוזי בתל-אביב (המחלקה הכלכלית) כתב תביעה וכן בקשה דחופה לצו זמני (להלן בסעיף זה: **"כתב התביעה"** או **"תביעת המפקחים"** ו- **"הבקשה לצו זמני"**, בהתאמה), לפי סעיף 65כג(ב) לפקודת השותפויות, כנגד השותפות, השותף הכללי בשותפות, קבוצת דלק, דלק אנרגיה ודלק תמלוגים (קבוצת דלק, דלק אנרגיה ודלק תמלוגים, להלן יחד בסעיף זה: **"בעלות התמלוג"**).

בכתב התביעה מבקש המפקח מבית המשפט, להצהיר כי יש לכלול במסגרת תחשיב "מועד החזר ההשקעה" בפרויקט תמר את התשלומים שעל השותפות לשלם למדינה מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע; להצהיר כי מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר טרם הגיע; לקבוע מהו המועד שממנו זכאיות בעלות התמלוג לקבלת תמלוג העל בשיעור המוגדל (שיעור של 6.5% חלף שיעור של 1.5%); ולהצהיר כי על בעלות התמלוג להשיב לקופת השותפות את התשלומים שקיבלו ביתר בצירוף הפרשי הצמדה וריבית. בנוסף, במסגרת הבקשה לצו זמני מבקש המפקח מבית המשפט לתת צו שימנע פעולה העלולה לקפח את זכויות מחזיקי יחידות ההשתתפות, כך שיורה לשותפות ולשותף הכללי בשותפות להימנע מלהעביר לבעלות התמלוג את תמלוג העל בשיעור המוגדל ולהעבירו לחשבון נאמנות בבעלות השותפות וכן להורות לקבוצת דלק ודלק תמלוגים להשיב את תמלוג העל המוגדל שקיבלו עד עתה מהשותפות ולהפקידו בחשבון הנאמנות.

ביום 6.2.2019 הגישו השותפות והשותף הכללי בקשה לעיכוב הליכים בתביעה, עקב קיומה של תניית בוררות מחייבת בהסכם העברת הזכויות שבין השותפות לבעלות התמלוג מיום 2.8.1993 (להלן בסעיף זה: **"הבקשה לעיכוב הליכים"**). ביום 20.5.2020 הושלמו ההליכים המקדמיים בתביעות הנ"ל.

לעניין הבקשה לצו זמני, יצוין כי ביום 12.5.2020 הגישו המפקחים בקשה דחופה למתן סעדים זמניים (להלן בסעיף זה: **"הבקשה"**), לפיה מתבקש בית המשפט המחוזי (המחלקה הכלכלית) בתל אביב – יפו להורות לשותפות ולשותף הכללי בשותפות להימנע ולחדול מלהעביר לבעלות התמלוג את תמלוג העל המוגדל או לחילופין להורות להם להעביר את תמלוג העל המוגדל לחשבון נאמנות בבעלות השותפות וזאת לכל הפחות עד להכרעה בתביעת המפקחים. לטענת המפקחים, הבקשה מוגשת לאור שינוי נסיבות קיצוני ודרמטי שהביא לכך שבעלות התמלוג ניצבות על סף חדלות פירעון. המפקחים ביקשו שבית המשפט יקבע דיון דחוף בבקשה בכדי למנוע ולחסוך את הצורך במתן צו ארעי עד לדיון במעמד הצדדים. בית המשפט לא נעתר לבקשה, וקבע באותו מועד כי על השותפות, השותף הכללי בשותפות ובעלות התמלוג להגיש את תגובתם לבקשה בתוך 7 ימים.

ביום 19.5.2020 הוגשו תגובות השותפות, השותף הכללי בשותפות ובעלות התמלוג לבקשה. במסגרת תגובת השותפות והשותף הכללי בשותפות נטען כי יש לדחות את הבקשה, בין היתר, משום שבמצב שבו מי מבעלות התמלוג תיקלע למצב של חדלות פירעון, קיימת לשותפות זכות קיזוז לפי דיני חדלות הפירעון, המבטיחה כל סכום שייפסק לטובתה בתביעת המפקחים. ביום 23.6.2020 הוגשה לבית המשפט על-ידי המפקחים בקשה והודעה מוסכמת עם בעלות התמלוג, לפיה הושגה הסכמה בין המפקחים לבין בעלות התמלוג המייתרת לעת זו את הצורך להכריע בעניינים שבמחלוקת בין הצדדים בבקשה. עוד באותו מועד, אישר בית המשפט את ההסכמה כאמור, ביטל את הדיון שנקבע, והורה לצדדים להודיע תוך 10 ימים, האם הגיעו להסכמה כוללת ובאיזה אופן הם מבקשים לקדם את הדיון בתביעת המפקחים. ביום 9.7.2020 הוגשה הודעה מוסכמת מטעם הצדדים לפיה המפקחים והשותפות השלימו את ההליכים המקדמיים

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):
יא. הליכים משפטיים (המשך):

6. (המשך):

ביניהם, ואילו המפקחים ובעלות התמלוג ביקשו להאריך את המועד להשלמת ההליכים המקדמיים ביניהם עד ליום 23.7.2020. ביום 12.7.2020 נעתר בית המשפט לבקשה זו. ביום 2.9.2020 הגישו בעלות התמלוג הסדר דיוני מוסכם לפיו ראיות המפקחים בתביעה וראיות בעלות התמלוג בתביעה שכנגד יוגשו עד ליום 24.11.2020, וראיות הנתבעים בתביעת המפקחים ובתביעה שכנגד יוגשו עד ליום 10.1.2021. ביום 2.9.2020 אישר בית המשפט את ההסדר הדיוני כאמור ודחה את ישיבת קדם המשפט ליום 26.1.2021. ביום 19.11.2020 נעתר בית המשפט לבקשת התובעים והתובעים שכנגד ודחה את המועד להגשת ראיותיהם ליום 6.12.2020, ואת המועד להגשת ראיות הנתבעים ליום 19.1.2021. בהתאם להחלטת בית המשפט, ראיות התובעים והתובעים שכנגד הוגשו ביום 6.12.2020.

ביום 12.1.2021 נעתר בית המשפט לבקשת השותפות ודחה את מועד ישיבת קדם המשפט ליום 25.3.2021, וכן האריך את המועד להגשת ראיות הנתבעים בתביעת המפקחים ובתביעה שכנגד עד 14 יום טרם מועד הדיון, כלומר עד ליום 11.3.2021. ביום 10.3.2021 נעתר בית המשפט לבקשה נוספת להארכת מועד קצרה להגשת ראיות מטעם השותפות, כך שביום 14.3.2021 הוגשה חוות דעת מומחה בנוגע לנוהג המקובל בתחום הנפט והגז בכל הנוגע לקביעת מועד החזר ההשקעה המצדדת בעמדת השותפות, וביום 17.3.2021 יוגש תצהיר עדות ראשית מטעם השותפות וכן חוות דעת כלכלית משלימה מטעמה.

ביום 26.2.2019 התקיים דיון בבית המשפט בבקשה לסעד זמני בו הובהר על-ידי בית המשפט, כי לא יינתן סעד זמני ביחס למועד הקודם למועד הדיון בבקשה. בית המשפט ביקש כי הצדדים יבואו בדברים בניסיון להגיע להסכמות בעניין הסעד הזמני. ביום 2.4.2019 נתן בית המשפט תוקף של החלטה להסדר בין בעלות התמלוג לבין המפקחים, לפיו דלק אנרגיה תיתן למפקח כתב התחייבות לתשלום, ככל שייקבע ששולמו לבעלות התמלוג תמלוגים ביתר. החלטה זו ייתרה את בקשת המפקחים לצו זמני.

ביום 4.4.2019 הגישו בעלות התמלוג כתב הגנה וכן כתב תביעה שכנגד, נגד השותפות, השותף הכללי בשותפות והמפקח (להלן בסעיף זה: "**התביעה שכנגד**"). במסגרת התביעה שכנגד טוענות בעלות התמלוג, בין היתר, כי בחישוב מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר שערכה השותפות, נכללו הוצאות אשר "הועמסו" לתוך התחשיב, ובין היתר, הוצאות המימון של השותפות עצמה, הוצאות עתידיות שסכומן אינו ודאי של סילוק ופינוי מתקנים, הוצאות מטה של השותפות וכל הוצאה שנועדה לשלבי הפרויקט שאחרי "פי הבאר". לטענת בעלות התמלוג, בניטרול ההוצאות כאמור, מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר חל כבר בחודש אוגוסט 2015, או לחילופין בשנת 2016, או לחילופין חילופין, בשנת 2017.

בהתאם, מבקשות בעלות התמלוג מבית המשפט להצהיר, אילו הוצאות יש להביא בחשבון בחישוב מועד החזר ההשקעה, וכן להורות כי על השותפות לערוך חישוב מחדש של מועד החזר ההשקעה על בסיס האמור לעיל, וכן של התמלוגים אותם זכאיות בעלות התמלוג לקבל, ולמסור את החישוב לבעלות התמלוג. עוד טוענות בעלות התמלוג כי לעמדתן נושא מועד החזר ההשקעה צריך להתברר במסגרת הליכי בורות, ולא בבית המשפט, וכי ככל שתועבר תביעת המפקחים להליכי בורות, יהא זה נכון להעביר לבורות גם את הדיון בתביעה שכנגד. ביום 23.6.2019 התקיים דיון בבקשה לעיכוב הליכים וביום 24.6.2019 נדחתה בקשה זו, ומשכך התביעה תמשיך להישמע בפני בית המשפט ולא בפני בורר.

בהסכמת הצדדים נדחה המועד להשלמת ההליכים המקדמיים ליום 25.3.2020 (לאור התפשטות מגיפת הקורונה ובהתאם להודעות שר המשפטים בדבר החלת תקנות בתי המשפט ולשכות ההוצאה לפועל (סדרי דין במצב חירום מיוחד), התשנ"א-1991, החל מיום 15.3.2020 ועד ליום 16.4.2020, תקופת החלתן של התקנות הנ"ל אינה נמנית במנין הימים להשלמת ההליכים המקדמיים, ומשכך הם יושלמו רק לאחר תקופת החלתן של התקנות).

לאור המחלוקות המתוארות לעיל וככל שטענת בעלות התמלוג בדבר הקדמת מועד החזר השקעה, לחודש אוגוסט 2015 תתקבל במלואה, במסגרת תביעה אשר תוגש על ידן, אזי תידרש השותפות לשלם לבעלות התמלוג סך של כ- 56 מיליון דולר (לא כולל ריבית והצמדה ככל שיחולו). מאידך, על פי הערכת היועץ הכלכלי של המפקח, בדוח שהוגש על ידו לשותפות בחודש יוני 2018, הכללת היטל רווחי נפט וגז בדוח מועד החזר השקעה, תדחה את מועד החזר ההשקעה בשנה עד שנה וחצי. ככל שטענת המפקח בדבר דחיית

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):
יא. הליכים משפטיים (המשך):

6. (המשך):

החזר מועד ההשקעה תתקבל במלואה אזי תדרשנה בעלות התמלוג לשלם לשותפות סך של כ- 35 מיליון דולר (לא כולל ריבית והצמדה ככל שיחולו).

להערכת השותפות, לאחר בחינת מכלול הטענות הן של בעלות התמלוג והן של המפקח, ובהתבסס על חוות דעת של יועציה המשפטיים, החשיפה להוצאות נוספות של השותפות מכתב התביעה שכנגד וההפרשה הכלולה בדוחות הכספיים ליום 31.12.2020, הינה מספקת.

7. בהמשך לאמור בביאור 37 לעיל, בעקבות החלטת הממונה על התחרות (להלן בסעיף זה: "**הממונה**"), בהתאם לסעיף 20(ב) לחוק התחרות הכלכלית, לאשר בתנאים את המיזוג בין EMG ל-EMED, במסגרתו נחתמו שורה של הסכמים על מנת לאפשר ייצוא גז למצרים ממאגרי הגז תמר ולוויתן (להלן בסעיף זה: "**המיזוג**"), הגישו לובי 99 בע"מ (חל"צ) והצלחה – לקידום חברה הוגנת (ע"ר) ביום 8.9.2019 ערר לבית הדין לתחרות בבית המשפט המחוזי בירושלים. הערר הוגש נגד הממונה (כמשיבה) וכנגד EMED ו-EMG. בתמצית, נטען בערר כי המיזוג יאפשר לשותפות ולנובל לחסום כל אפשרות לייבא גז טבעי ממצרים אשר יתחרה בגז המופק ממאגרי תמר ולוויתן שבבעלותן וכי התנאים שהוטלו במסגרת אישור המיזוג אינם ישימים ואין בהם כדי לרפא את הפגיעה התחרותית אשר עשויה להיגרם לגישתן מאישור המיזוג. במסגרת הערר, התבקש בית הדין לבטל את החלטת הממונה או לשנותה. ביום 15.12.2020 התקיים דיון מקדמי בערר. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים טרם נקבעו מועדים לדיוני הוכחות. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכויי של הערר להתקבל נמוכים מ-50%.

8. ביום 23.4.2020 הוגשה על-ידי מחזיק יחידות השתתפות של השותפות (להלן בסעיף זה: "**המבקש**") תובענה ייצוגית ובקשה לאישורה כתובענה ייצוגית כנגד השותפות, השותף הכללי בשותפות, קבוצת דלק בע"מ, יצחק שרון (תשובה), הדירקטורים של השותף הכללי בשותפות (לרבות יו"ר הדירקטוריון לשעבר) ומנכ"ל השותף הכללי בשותפות (להלן בסעיף זה: "**בקשת האישור**" ו- "**המשיבים**", בהתאמה), למחלקה הכלכלית בבית המשפט המחוזי בתל-אביב.

בבקשת האישור נטען כי, המשיבים נמנעו מלגלות בדיווחי השותפות על קיומה של תניה בהסכמים למכירת גז טבעי ממאגרי לוויתן ותמר לחברת Dolphin Holdings Limited (להלן בסעיף זה: "**הסכמי המכר**" ו- "**הרוכשת**", בהתאמה) לפיה בשנה בה המחיר היומי הממוצע של חבית ברנט (כהגדרתה בהסכמי המכר) ירד מתחת ל- 50 דולר לחבית, הרוכשת רשאית להקטין את הכמות השנתית המינימלית הנרכשת על-פי הסכמי המכר כך שכמות זו תעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. לטענת המבקש, אי-הגילוי הנטען בדיווחי השותפות מקים עילות תביעה מכוח סעיפים שונים בחוק ניירות ערך, מכוח עוולת הפרת חובה חקוקה, ומכוח עוולת הרשלנות.

הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הינו פיצוי הקבוצה אותה מתעתד לייצג המבקש על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך, בהתאם לחוות דעת שצורפה לבקשת האישור, בכ- 55.5 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש להורות על מתן כל סעד אחר לטובת הקבוצה, כפי שבית המשפט ימצא לנכון בנסיבות העניין. ביום 17.1.2021 הגישו המשיבים את תשובתם לבקשת האישור, בצירוף חוות דעת מומחה. בתמצית, נטען בתשובה כי בתקופה הרלוונטית לבקשת האישור תניית ההפחתה מעולם לא הייתה מהותית, ולפיכך לא הייתה כל חובה לגלותה לציבור. עוד נטען בהקשר זה, בין היתר, כי ההסתברות לצניחה במחירי חבית ברנט אל מתחת לממוצע שנתי של 50 דולר הייתה נמוכה מאוד לפחות עד מרץ 2020 עם פרוץ משבר הקורונה וכן כי ההסתברות שדולפינוס תרצה להפחית בפועל את הכמויות שתצרוך גם אם תניית ההפחתה תיכנס לתוקף היא נמוכה מאוד, וזאת בשל עודפי הביקוש לגז טבעי במצרים ומבנה ההסכמים. עוד נטען בתשובה, בין היתר, כי בדיווחיה הפומביים הצביעה השותפות בפני המשקיעים על הקשר בין הכנסותיה הצפויות מהסכמי דולפינוס לבין מחיר הברנט ולכמויות שדולפינוס תצרוך בפועל והזהירה שמדובר במידע צופה פני עתיד, כי ישנן ראיות לכך שאין כל קשר סיבתי בין הגילוי על תניית ההפחתה לבין הירידה שנצפתה בשערי יחידות ההשתתפות של השותפות, וכן כי בחוות הדעת מטעם המבקש נפלו

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):
א. הליכים משפטיים (המשך):

8. (המשך):

פגמים מתודולוגיים שונים השוללים את האפשרות לקיומו של קשר סיבתי כאמור. על פי החלטת בית המשפט, על המבקש להגיש תגובה לתשובה עד ליום 31.3.2021. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה להתקבל נמוכים מ-50%.

9. בהתייחס לאפשרות שניתנה לרוכשת תחת הסכמי הייצוא למצרים להקטין את כמות ה-Take or Pay כמתואר בסעיפים 12ג1 ו-12ג2 לעיל, התקבלה במשרדי השותפות דרישה מרשות ניירות ערך להמצאת מידע ומסמכים במסגרת בירור מנהלי מול השותפות. ביום 10.11.2020 הגישה השותפות מענה לדרישה כאמור.

10. ביום 28.8.2019 עתרה עמותת שומרי הבית (להלן בסעיף זה: "העותרת") לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד המשרד להגנת הסביבה ובעלי תפקידים בו ונגד נובל ומשרד האנרגיה, בה ביקשה להורות למשרד להגנת הסביבה ולבעלי תפקידים בו לחייב את נובל או את משרד האנרגיה להמציא פרטי מידע שונים הדרושים, לטענת העותרת, לצורך קבלת החלטה בבקשת היתר הפליטה של לווייתן; לפרסם את מלוא המידע לציבור ולהקצות פרק זמן של 45 ימים לצורך הגשת הערות; ולהימנע ממתן היתר פליטה לאסדה עד לבירור העתירה. בד בבד עם העתירה הוגשה בקשה למתן צו ארעי וצו ביניים המכוונים למנוע את מתן היתר הפליטה של לווייתן עד לבירור העתירה. ביום 5.9.2019 נדחתה הבקשה למתן צו ארעי וצו ביניים. ביום 19.12.2019 התקבל פסק דינו של בית המשפט הדוחה את העתירה, והמחייב את העותרת בהוצאות המשיבים בסכום כולל של 60 אלפי ש"ח. ביום 3.2.2020 ערערה העותרת לבית המשפט העליון על פסק דינו של בית המשפט המחוזי כאמור. בית המשפט העליון קבע את הערעור לדיון ביום 20.10.2021. ביום 26.10.2020 הגישה העותרת את סיכומי טענותיה וביום 1.3.2021 נובל הגישה סיכומים מטעמה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

11. ביום 21.11.2019 הומצאה לנובל עתירה שהוגשה על-ידי מועצה מקומית זכרון יעקב, צלול – עמותת לאיכות הסביבה, מועצה מקומית ג'סר א-זרקא, מועצה אזורית מגידו, מועצה מקומית פרדס חנה-כרכור ומועצה אזורית עמק חפר (להלן בסעיף זה: "העתירה" ו-"העותרים", בהתאמה) נגד ראש אגף איכות אוויר במשרד להגנת הסביבה ונגד נובל (להלן בסעיף זה: "המשיבים") לבית המשפט המחוזי בירושלים. בעתירה התבקש בית המשפט להורות על בטלות היתר הפליטה של לווייתן ולקבוע כי לא תתקיים באסדת לווייתן פעילות הכרוכה בפליטת גזים. לחלופין, התבקש בית המשפט לקבוע כי אישור תכנית ההרצה של האסדה תבוטל. כן התבקש צו-ביניים למניעת פעילות באסדה הדורשת היתר פליטה. ביום 17.12.2019 החליט בית המשפט על מתן צו ארעי ולפיו עד להחלטה אחרת יימנעו המשיבים מלקיים באסדת לווייתן פעילות הכרוכה בפליטת גזים וכי היתר הפליטה יוקפא (להלן בסעיף זה: "הצו הארעי").

ביום 19.12.2019, התקבלה החלטת בית המשפט בדבר ביטול הצו הארעי ודחיית הבקשה לצו ביניים. ביום 5.1.2020 התקיים דיון מקדמי בעתירה. ביום 15.3.2020 ניתן פסק דינו של בית המשפט הדוחה את העתירה. ביום 22.6.2020 הוגש ערעור על פסק הדין לבית המשפט העליון (להלן בסעיף זה: "הערעור"). בערעור מבוקש לתקן את היתר הפליטה ולהורות שניטור המזהמים הנפלטים מהאסדה לא יבוצע על-ידי נובל או גורם שעמו היא התקשרה, אלא על ידי ראש אגף איכות אוויר במשרד להגנת הסביבה או גורם שהוא יבחר; וכן לתקן את היתר הפליטה כך שמלוא ההוראות הנוגעות לתחזוקה, ניהול הסביבתי, איכות הסביבה ואיתור וטיפול בדליפות ייקבעו בהיתר הפליטה עצמו ולא בתכנית חיצונית. דיון בערעור נקבע ליום 30.6.2021. בחודש נובמבר 2020 הגישו העותרים בקשה להקדמת הדיון. הדיון נקבע ליום 5.4.2021. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

12. ביום 19.1.2020 עתרה עמותת שומרי הבית (להלן בסעיף זה: "העותרת") לבית המשפט המחוזי בירושלים נגד המשרד להגנת הסביבה ונובל אינק, בה ביקשה להורות למשרד להגנת הסביבה לפרסם החלטה מנומקת לבקשת נובל אינק לראות במידע על אודות זרם בארות מאגר לויתן ככזה המכיל מידע העולה לכדי סוד מסחרי. לטענת העותרת, אי פרסום החלטה מנומקת מהווה הפרה של הוראות חוק אוויר נקי על ידי המשרד להגנת הסביבה. בנוסף נטען כי המשרד להגנת הסביבה הפר את הנהלים הפנימיים שלו העוסקים בבחינה של בקשות להכרה בסוד מסחרי. ביום 3.6.2020 נובל השיבה לעתירה וטענה כי מאחר שהעתירה אינה מבקשת סעד של פרסום מידע כלשהו או סעד אחר מנובל, הרי שנובל מותירה את ההכרעה בעתירה לשיקול דעת בית המשפט. לצד זאת, נטען כי המשרד להגנת הסביבה לא הפר את חוק אוויר נקי או את נהליו הפנימיים. ביום 17.6.2020 המשרד להגנת הסביבה הגיש את תשובתו לעתירה בה נטען כי על בית המשפט לדחות את העתירה מאחר שלא הפר את חוק אוויר נקי או את נהליו הפנימיים. דיון מוקדם בעתירה נקבע ליום 23.5.2021. נכון למועד אשור הדוחות הכספיים, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי הערעור להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

13. ביום 15.12.2020 הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב בקשה לאישור תובענה ייצוגית על ידי תושב אזור חוף דור בשם "כל מי שנחשף לזיהום האוויר, הים והסביבה החופית בשל פליטות אסורות מאסדת הגז שמפעילות המשיבות בים, הממוקמת מול חוף דור, ומטפלת במאגר הגז הטבעי 'לויתן', בתקופה שממועד התחלת פעילות האסדה בחודש דצמבר 2019 ועד למתן פסק דין בתביעה" (להלן בסעיף זה: "המבקש" ו- "חברי הקבוצה"). בקשת האישור הוגשה נגד נובל ושברון (להלן בסעיף זה: "המשיבות"). בתמצית, בבקשת האישור נטען כי המשיבות חשפו את חברי הקבוצה לזיהום אוויר, ים וסביבה בשל פליטות אסורות שמקורן באסדת מאגר לויתן. חשיפה זו, לטענת המבקש, יצרה נזקים בריאותיים שונים (שלא פורטו בבקשת האישור) ונזק של פגיעה באוטונומיה בשל חשש לפגיעה בריאותית כאמור. הסעד העיקרי המבוקש בבקשת האישור הוא פיצוי הקבוצה על הנזק שנטען שנגרם לה המוערך בכ- 50 מיליון ש"ח. כמו כן, עתר המבקש לסעד של מתן צו המורה למשיבות למלא לאלתר את החובות המוטלות עליהן בחוק אוויר נקי והתקנות שהוצאו מכוחו. דיון קדם משפט קבוע ליום 19.1.2022. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת היועצים המשפטיים המייצגים את המפעילה בהליך, בשלב זה סיכויי ההליך להידחות עולים על הסיכויים שיתקבל.

14. ביום 26.8.2019 הגישה חברת PTT, שבעלותה 25% ממניות בחברת EMG, תביעה בבית הדין הכלכלי בפורט סעיד, מצרים, נגד EMG וצדדים נוספים. בכתב התביעה מבקשת PTT את ביטול החלטות האסיפה הכללית של EMG מיום 10.6.2019, ובכלל זאת ביטול ההחלטה בדבר אישור החתימה על הסכם הקיבולת וההפעלה. לטענת PTT, החלטות אלה מהוות קיפוח בעלי מניות מיעוט והן נוגדות את טובת החברה, וזאת בניגוד להוראות חוק החברות המצרי, לו כפופה חברת EMG. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, הדיון בתביעה נדחה לחודש אפריל 2021.

15. ביום 30.12.2018 הגישה בז"ן ללשכת המסחר הבינלאומית בקשה לפתוח בבוררות נגד EMG בהתאם להסכם למכירת הגז טבעי שנחתם ביניהם ביום 12 בדצמבר 2010 (להלן: "הסכם EMG-בז"ן"). טענתה העיקרית של בז"ן הינה כי בשל אי אספקת גז טבעי בתקופת הסכם EMG-בז"ן וביטול ההסכם נגרם לה נזק משוער של כ- 350 מיליון דולר. כמו כן, טענתה המשנית של בז"ן הינה כי חלות מגבלות חוזיות על אחריות הנאמדות בסך של כ- 45 מיליון דולר, בתוספת ריבית. לטענת EMG, בז"ן אינה זכאית כלל לפיצוי מכיוון שהסכם EMG-בז"ן הושהה בשל אירועי כוח עליון, וכי על הטענות של בז"ן חלה התיישנות. עוד טוענת EMG כי אף אם יימצא כי בז"ן זכאית לפיצוי בגין נזקיה, סכום הפיצוי מוגבל לכ- 20 מיליון דולר בהתאם לתנאי הסכם EMG-בז"ן. הדיונים בבוררות התקיימו בימים 12.10.2020 עד 16.10.2020, וכללו הגשות בכתב שנמשכו עד ליום 18.12.2020. פסק הבוררות ניתן לצדדים ביום 5.3.2021 ובמסגרתו נדחו כל הטענות כנגד EMG ובז"ן חוייבה בהוצאות.

1. מתווה הגז:

א) ביום 16.8.2015, התקבלה החלטת ממשלה מס' 476 (אשר שבה ואומצה בהחלטת הממשלה מיום 22.5.2016) 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 17.12.2015, 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 התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 (להלן בסעיף זה: **"הפטור"** או **"הפטור לפי חוק ההגבלים העסקיים"**), אשר עיקריהם מובאים להלן.

ב) להלן ההגבלים העסקיים שביחס אליהם ניתן הפטור:

- 1) ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, על-פי עמדת הממונה על התחרות כתוצאה מרכישת הזכויות בהיתר רציו-ים על ידי הצדדים; וכן ההסדר הכובל שנוצר, לכאורה, כתוצאה מחברת 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.
- 3) ההסדר הכובל שייוצר, 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 שההסכם כאמור נחתם עד יום 1 בינואר 2025.
- 5) בכל הקשור לפעילותם במאגרי תמר ולויתן בלבד, היותן של השותפות ונובל בעלות מונופולין לפי הכרזות הממונה על התחרות.

ג) הפטור מההסדרים הכובלים המפורטים בפסקה ב לעיל מותנה, בין היתר, בקיומם של התנאים הבאים: מכירת מלוא הזכויות של השותפות בחזקות כריש ותנין, מכירת מלוא הזכויות של השותפות בחזקות תמר ודלית תוך 72 חודשים ממועד הענקת הפטור לפי חוק התחרות הכלכלית, התניות מסוימות הקשורות להסכמי אספקת גז קיימים ועתידיים ממאגרי תמר ולויתן לרבות חלופות מחיר, הצמדה וכמויות גז.

עמידה בהנחיות בקשר עם פיתוח מאגר תמר SW³⁴, התחייבות להשקעה בתוכן מקומי³⁵. בנוסף הסדיר מתווה הגז סוגיות הנוגעות ליצוא גז טבעי, קיום סביבה רגלטורית יציבה וסוגיות מיסוי שונות. והכל בכפוף לתנאים והוראות המפורטים במתווה הגז.

ד) נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מכרה השותפות את מלוא אחזקותיה במאגרי כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל), 9.25% (מתוך 100%) מזכויותיה בחזקות תמר ודלית וכן ממשיכה ופועלת השותפות להבטיח את עמידתה בתנאי והוראות מתווה הגז.

2. רגולציה סביבתית:

השותפות פועלת למנוע ו/או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, נערכה להשלכות הכלכליות, המשפטיות והתפעוליות הנובעות מחוקים, תקנות והנחיות כאמור ומקצה במסגרת תוכניות העבודה השנתית שלה בנכסיה השונים תקציבים לשם מילויים.

א. ביום 27.4.2020 קיבלה נובל הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי בגין הפרות נטענות של חוק מניעת זיהום הים, והיתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לויתן, כאשר חלק מההפרות הנתענות הינן ביחס לתקופת ההרצה. ביום 26.7.2020 הגישה נובל טיעונים בכתב במענה להודעה האמורה, וביום 12.11.2020 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה, לפיה הוחלט לבטל שניים מתוך ארבעת העיצומים שהמשרד התכוון להטיל, וכן להפחית באופן חלקי את סכום שני העיצומים הנותרים. תשלום בגין עיצום זה הועבר למשרד להגנת הסביבה ביום 11.12.2020.

³⁴ לפרטים אודות הסדר הגישור במסגרתו הוסכם על חלוקתו של מאגר תמר SW בין שטח חזקת תמר (78%) לבין שטח רישיון ערן (22%) ראה ביאור 7ג לעיל.

³⁵ התחייבות זו בנוגע להשקעה בתוכן מקומי בוצעה במלואה.

2. רגולציה סביבתית (המשך):

ב. ביום 20.5.2020 קיבלה נובל הודעה מהמשרד להגנת הסביבה על כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי בגין הפרות נטענות של היתר הפליטה שניתן לאסדת לווייתן וכן של חוק אוויר נקי, והוראת הממונה שניתנה מכוחו בקשר למערכות הניטור הרציף באסדת לווייתן. נובל מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998, העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעה כאמור וכי המשרד להגנת הסביבה אישר לדחות את מועד הגשת טיעונים בנוגע לעיצום כספי זה ולקבוע אותו ל- 30 יום לאחר קבלת המידע. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, לא ניתן להעריך את הסיכוי לקבלת הפחתות נוספות לסכום העיצום או את יכולתה של נובל להביא לביטול של חלק מרכיבי העיצום לגופם.

ביום 1.7.2020 קיבלה נובל הודעה נוספת מהמשרד להגנת הסביבה אודות כוונת חיוב בעיצום כספי, בסכום שאינו מהותי, בגין הפרות נטענות של תנאי היתר הפליטה של אסדת לווייתן וכן של הוראות חוק אוויר נקי, וזאת ביחס להפעלת לפידים על פלטפורמת ההפקה. ביום 16.8.2020 הגישה נובל למשרד להגנת הסביבה את טענותיה בהתייחס לעיצום זה. ביום 13.12.2020 התקבלה החלטת המשרד להגנת הסביבה לפיה הוחלט לאחד חלק מהעיצומים שהמשרד להגנת הסביבה התכוון להטיל ולבטל חלק, כך שיוטלו 4 עיצומים על נובל, וכן להפחית באופן חלקי את סכום אחד העיצומים. תשלום בגין עיצומים אלה הועברו למשרד להגנת הסביבה ביום 12.1.2021. ביום 28.1.2021 התקבלה החלטה נוספת של המשרד להגנת הסביבה לפיה הוא מבטל עיצום כספי אחד שהוטל במסגרת החלטתו לעיל, ובד בבד הודיע כי בכוונתו להטיל עיצום כספי זה, תוך מתן אפשרות לנובל להשלים את טענותיה ביחס אליו עד ליום 28.2.2021. עם זאת, נובל מסרה לשותפות כי הגישה למשרד להגנת הסביבה בקשה לקבלת מידע מכוח חוק חופש המידע, העוסקת במישרין בטענות שהועלו בהודעת העיצום כאמור, ובמקביל בקשת ארכה להגשת טיעוניה תוך 30 יום ממועד קבלת המידע המבוקש. נכון למועד זה, טרם נענו בקשת חופש המידע ובקשת הארכה ולכן ביום 7.3.2021 הגישה נובל את טיעוניה.

ג. ביום 19.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) קיבלה נובל מהמשרד להגנת הסביבה התראה וזימון לשימוע בנוגע להפרה לכאורה של היתר ההזרמה לים שניתן לאסדת לווייתן, ביחס לאמות המידה לשפכי המערכות הפתוחות שנקבעו בהיתר. ביום 28.2.2021 נובל שלחה למשרד להגנת הסביבה מכתב טענות במענה להתראה ולזימון לשימוע. השימוע במשרד להגנת הסביבה נקבע ליום 22.3.2021.

3. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט:

בחודש ספטמבר 2014, פרסם הממונה, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, הנחיות למתן ביטחונות בקשר עם זכויות נפט.

נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי, הפקידה השותפות במשרד האנרגיה ערבויות בנקאיות אוטונומיות בהיקף של כ- 64 מיליון דולר בגין החזקה בחזקות לווייתן, תמר, דלית, אשקלון, נועה ורשיונות אלון D, אופק חדש ויהל חדש כנגד 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.

4. הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר:

א. בחודש מאי 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הנוסח הסופי של ההנחיות לאופן

חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט, תשי"ב-1952 (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"):

1) במסגרת ההנחיות נקבע כי שווי התמלוג על פי הבאר יהיה שווה ל-12.5% ממחיר המכירה ללקוחות בנקודת המכירה, בניכוי עלויות הכרחיות של טיפול, עיבוד והובלת הנפט, אשר הוצאו בפועל על-ידי בעל החזקה בין פי הבאר לבין נקודת המכירה.

ההוצאות שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר יהיו הוצאות שהוצאו בפועל על ידי בעל החזקה בין פי הבאר לנקודת המכירה המפורטות להלן, ובלבד שהן הכרחיות לדעת הממונה על מנת שהנפט יהיה ניתן למכירה: (1) ההוצאות ההוניות (capex) הבאות: (א) הוצאות טיפול בנפט ועיבודו; ו-(ב) הוצאות הובלת הנפט באמצעות צנרת עד לנקודת החיבור הראשונה למערכת ההולכה הארצית; ו-(2) הוצאות תפעוליות (opex) הנובעות ישירות מסוגי ההוצאות ההוניות.

2) הממונה יקבע לכל בעל חזקה, מזמן לזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפייניה הפרטניים של החזקה.

3) הוצאות בשל רכוש יוכרו באופן שבו שיעור הפחת בגין הרכוש הקבוע יחושב לפי שיטת האזילה, החל מהמועד בו הרכוש הקבוע התחיל לפעול (דהיינו, רק כאשר הרכוש הקבוע הגיע למיקום ולמצב הנדרשים לפעולתו, והחל לפעול). סך הוצאות הפחת שיוכרו לא יעלו על עלות הרכוש הקבוע. הוצאות הפחת יוכרו בגין הרכוש הקבוע כך שבתום "חיי הנכס" שוויו של הנכס יהיה אפס. הוצאות הפחת יחושבו על ידי הכפלת העלות המופחתת לתחילת שנה של החלק המוכר ברכוש הקבוע שנקבע בהוראות הפרטניות בשיעור הפחת שנקבע בהתאם לשיטת האזילה.

ככל שייחתם הסכם המעניק לצדדים שלישיים זכות בעלות ברכוש הקבוע או זכות שימוש ברכוש הקבוע, בתמורה או שלא בתמורה, או שייחתם הסכם הכולל קבלת תשלום מצדדים שלישיים עבור הובלת נפט או טיפול בו, יבוצע תיקון אומדן שווי הרכוש הקבוע בשנה בה נוצר לרכוש שווי כלכלי מעבר לעלות המופחתת של הרכוש הקבוע הרלבנטי כפי שתקבע, בהתחשב בהוצאות הפחת שנוכו לצרכי חישוב שווי התמלוג על פי הבאר.

תיקון האומדן ייעשה בשנה שבה נעשתה העסקה בנכס הרלבנטי, בהתאם ל"עקרון המימוש", כאשר יכול ויהיה על בעל החזקה לשלם למדינה תמלוגים בגין שווי זה, אף אם לא נוצרה לו הכנסה באותה שנה.

השווי הכלכלי לעניין תיקון האומדן יוגבל לסכום שהוכר והופחת לצרכי תמלוגים, בגין הרכוש הקבוע שנמכר או שהועברו זכויות השימוש בו.

4) בהנחיות נקבעו הוראות נוספות, ובכלל זאת פירוט של סוגי הוצאות שלא תוכרנה, אופן ההכרה בעלויות נטישה ואופן הטיפול בעסקאות המושפעות מקיומם של יחסים מיוחדים בין הצדדים לעסקה.

ב. ביום 6.9.2020 פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את "הוראות הממונה על ענייני הנפט בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר - חזקת תמר". להלן תמצית ההוראות שנתקבלו בעניין חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בחזקת תמר:

1) ההוצאות ההוניות (CAPEX) שיוכרו לצורך חישוב שווי התמלוג על פי הבאר ושיעור ההכרה כוללות: (א) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מהסעפת הראשית לאסדת תמר ומהאסדה למתקן הקבלה באשדוד תוכר בשיעור של 100%; (ב) עלויות הוניות בגין אסדת תמר ובגין מתקן הקבלה באשדוד תוכרנה בשיעור של 82%; ו-(ג) עלות הונית בגין צנרת ההובלה מאסדת תמר עד לכניסה למתקן הקבלה באשדוד תוכר בשיעור של 100%.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

יב. רגולציה (המשך):

4. הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר (המשך):

ב. (המשך):

- (2) הוצאות תפעוליות הנובעות ישירות מסוגי המפורטות בפסקה א' לעיל יוכרו בשיעור של 82% : הוצאות שכר עבודה של העובדת באסדה ובמתקן הקבלה ; הוצאות אחזקה ותיקונים ; הוצאות נסיעות והובלה לאסדה ; הוצאות מזון לעובדים באסדה ובמתקן הקבלה ; הוצאות שמירה ואבטחה באסדת תמר ובמתקן הקבלה ; הוצאות בגין יעוץ מקצועי והנדסי ; הוצאות ביטוח.
- (3) במקרה בו מחיר המכירה החוזה כולל רכיב של תעריף הולכה המשולם לנתג"ז, יוכרו כל הוצאות ההולכה ששולמו על ידי בעל החזקה.
- (4) עלויות הנטישה תוכרנה לצורך חישוב התמלוג בהתאם להוראות שנקבעו בהנחיות הכלליות, ובתנאי שהופקו מחזקת תמר במצטבר לפחות BCM 170 ותכנית הנטישה אושרה על ידי הממונה.

5. מימון פרויקטי יצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית:

ביום 23.3.2020 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תוספת להחלטה מיום 7.9.2014 בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון. במסגרת הסכמי דולפינוס כאמור בסעיפים ג1 ו- ג2 לעיל, הוסכם כי שותפי תמר ושותפי לווייתן לפי העניין יישאו בעלויות הזרמת הגז במערכת ההולכה של נתג"ז. במסגרת התוספת להחלטה נקבע, בין היתר, כי המקטע הימי של מערכת ההולכה שעתיד לקום כך שתחילתו בתחנת הקבלה באשדוד וסיומו במתקן ההתחברות במתקני היצוא של חברת פרימה גז בע"מ (להלן: "**המקטע המשולב**"); כ-43.5% מעלות המקטע המשולב, כפי שתיקבע, תמומן על ידי בעל הרישיון וכ-56.5% מעלות המקטע המשולב תמומן על ידי היצואן בהתאם לאבני הדרך שיקבעו בהסכם ההולכה בין היצואן לבין בעל רישיון ההולכה.

יצוין כי ביום 23.6.2020 הודיע מנהל רשות הגז הטבעי, כי הוא קובע שעלות המקטע תוערך בסך כולל של כ-738 מיליון ש"ח (מתוכו חלק השותפות מוערך בכ-159 מיליון ש"ח), בנוסף, סך של כ-48 מיליון ש"ח שמתוכו היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה 27 מיליון ש"ח (מתוכו חלק השותפות מוערך בכ-6 מיליון ש"ח), עבור הקדמת הכפלות מקטעי הולכה מסוימים. עלויות כאמור תעודכנה בהתאם למנגנון עדכון והתחשבות בין הצדדים שיוטמע בהסכם ההולכה ויובא לאישורו.

לעניין התקשרות נובל עם נתג"ז בהסכם הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים ראה סעיף יג להלן.

6. החלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בעניין הסדרת אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה.

ביום 3.1.2021 פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תיקון להחלטת מועצה בעניין אמות מידה ותעריפים לעניין הפעלת מערכת ההולכה במשטר של בקרת זרימה החלטה מס' 5/2020 (תיקון מספר 2) (להלן בסעיף זה: "**ההחלטה**"). ההחלטה קובעת כי העלויות בגין פערי המדידה במערכת ההולכה הנובעים מסיבות שלא ניתן לשייכן לתפעול לקוי של מערכת ההולכה, אלא לגורמים שאינם ניתנים למניעה או שליטה כגון עיתוי מדידה, הפרשי לחצים והפרשי טמפרטורה יושתו על ספקי הגז. עוד ההחלטה קובעת כי פער מדידה שנחשב בטווח הסביר הוא פער שנע בין 0%-0.5% (באופן חיובי או שלילי). העלויות בגין פער מדידה סביר יחולקו באופן שווה בין ספקי הגז וצרכני הגז. ההחלטה תיכנס לתוקף ביום 1.4.2021.

לאחר פרסום ההחלטה, פנתה נתג"ז לנובל בדרישה להחלת ההחלטה באופן רטרואקטיבי החל מחודש נובמבר 2019 ביחס לפרויקט תמר, והחל מראשית שנת 2020 ביחס לפרויקט לווייתן, וכן העבירה לעיון נובל הודעה ברוח זו אשר הועברה על ידה ללקוחותיה. בהמשך להודעה זו, פנתה נובל לרשות הגז והביעה את התנגדותה להחלה רטרואקטיבית של ההחלטה וזאת מבלי לגרוע מטענותיה כנגד עצם ההחלטה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, נובל שוקלת את צעדיה בנוגע להחלטה. להערכת השותפות להחלטה כאמור, עלויות בסכומים שאינם מהותיים. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים השותפות בוחנת את השלכות ההחלטה בטרם נקיטת הליכים משפטיים.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

יג. התקשרות בהסכם הולכה לצורך ייצוא גז למצרים:

ביום 18.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) התקשרה נובל עם נתג"ז בהסכם לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב כאמור לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לצורך הולכתו למצרים (להלן: **"הסכם ההולכה"**).

(1) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לגז הטבעי שיסופק ממאגר תמר וממאגר לווייתן, לרבות שמירה על קיבולת בסיסית במערכת ההולכה בהיקף שנתי של כ- BCM 5.5 (להלן: **"הקיבולת הבסיסית"**). בגין שירותי ההולכה ביחס לקיבולת הבסיסית תשלם נובל דמי קיבולת (Capacity) וכן תשלום בגין כמות הגז שתוזרם בפועל (Throughput), בהתאם לתעריפי ההולכה המקובלים בישראל, כפי שיעודכנו מעת לעת. כמו כן התחייבה נתג"ז לספק שירותי הולכה לא רציפים על בסיס מזדמן (Interruptible) של כמויות גז נוספות מעבר לקיבולת הבסיסית, בכפוף לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה. בגין הולכת הכמויות הנוספות כאמור תשלם נובל תעריף הולכה בגין שירותי הולכה לא רציפים ביחס לכמויות שיוזרמו בפועל. להערכת השותפות, מערכת ההולכה תוכננה באופן שיאפשר הולכת מלוא הכמות החוזית הקבועה בהסכמי הייצוא.

(2) במסגרת הסכם ההולכה התחייבה נובל לתשלום בגין הזרמה של כמות גז שלא תפחת מ- BCM 44 לאורך כל תקופת ההסכם. היה והצדדים יסכימו על הגדלת הקיבולת הבסיסית אזי הכמות המינימלית להזרמה כאמור לעיל תוגדל בהתאם.

(3) הזרמת הגז על-פי הסכם ההולכה תחל במועד שבו נתג"ז תשלם את הקמת מקטע מערכת ההולכה אשדוד-אשקלון בהתאם לאמור בהחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי בקשר למימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון (ראה פסקה 6) (להלן: **"החלטת המועצה"**), וכן את הכפלת מקטעי מערכת ההולכה דור-חגית ושורק-נשר באופן שיאפשר את הזרמת מלוא הכמויות תחת הסכם ההולכה (להלן: **"מועד תחילת ההזרמה"**). על-פי הסכם ההולכה, מועד תחילת ההזרמה צפוי להתרחש בתקופה שבין חודש יולי 2022 לחודש אפריל 2023. לעניין כמויות גז המסופקות תחת הסכמי תמר-דולפינוס ולווייתן-דולפינוס ראה סעיפים ג1 ו- ג2.

(4) תקופת ההולכה תחת הסכם 2019 תוארך עד ליום 1.1.2024 או עד מועד תחילת ההזרמה על-פי הסכם ההולכה, לפי המוקדם מביניהם.

(5) הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת שתוזרם תהיה BCM 44; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה; או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של נתג"ז. להערכת השותפות, עם תום תקופת ההסכם, לא צפוי קושי בהארכתו בתעריפי הקיבולת וההולכה ושיהיו נהוגים אצל בעל רישיון ההולכה באותו מועד.

(6) בהתאם לעקרונות שנקבעו בהחלטת המועצה התחייבה נובל לשלם בגין חלק השותפים (56.5%) בעלות הכוללת של הקמת המקטע המשולב אשדוד-אשקלון המוערכת בסך של 738 מיליון ש"ח. כמו כן התחייבה נובל לשלם סכום של 27 מיליון ש"ח בגין חלק השותפים בעלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר.

(7) בהתאם להחלטת המועצה יעמידו שותפי לווייתן ושותפי תמר ערבות בנקאית להבטחת חלקה של נתג"ז בעלות הקמת התשתית האמורה לעיל, ולכיסוי התחייבותה של נובל לתשלום דמי הקיבולת וההולכה. בחודש פברואר 2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) העמידה השותפות לטובת נתג"ז ערבויות בהיקף של כ- 172.9 מיליון ש"ח (ראה ביאור 8).

(8) השותפים בלווייתן והשותפים בתמר ישאו בעלויות האמורות בפסקה 6 ויעמידו את הערבויות האמורות בפסקה 7 בשיעורים של 69% ו- 31%, בהתאמה.

(9) להערכת השותפות, חלקה בעלות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון, בעלויות ההקדמה של הכפלת מקטעי מערכת ההולכה דור-חגית ושורק-נשר, עשוי להסתכם לסך של כ- 165 מיליון ש"ח.

(10) בהסכם ההולכה נקבע כי אם ייפסק ייצוא הגז הטבעי מפרויקט תמר ומפרויקט לווייתן למצרים, תהיה נובל רשאית לבטל את הסכם ההולכה בכפוף לתשלום פיצוי לנתג"ז בגין הביטול המוקדם, בסכום השווה לסך של 120% מעלויות ההקמה של מקטע המשולב אשדוד-אשקלון, בתוספת עלויות ההקדמה של הכפלת המקטעים דור-חגית ושורק-נשר, ובניכוי הסכומים ששילמה נובל עד למועד הביטול בגין עלויות ההקמה וההקדמה כאמור ובגין הזרמת הגז תחת הסכם ההולכה.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):
יג. התקשרות בהסכם הולכה לצורך ייצוא גז למצרים (המשך):

(10) (המשך):

אם לאחר ביטול הסכם ההולכה יחודש הייצוא למצרים, אזי יחודש הסכם ההולכה בכפוף ובהתאם לקיבולת שתהיה זמינה במערכת ההולכה באותה עת.

(11) ביום 15.2.2021 התקיימו כל התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של הסכם ההולכה.

(12) בד בבד עם חתימת הסכם ההולכה, חתמו נובל, השותפות ויתר השותפים בלוויתן והשותפים בתמר על הסכם שירותים (back-to-back) במסגרתו נקבע כי השותפים בלוויתן והשותפים בתמר יהיו זכאים להוליך גז (באמצעות נובל) תחת הסכם ההולכה וכן יהיו אחראים לקיום התחייבויות נובל על-פי ההסכם ההולכה, כאילו השותפים בלוויתן והשותפים בתמר היו צד להסכם ההולכה במקום נובל, כל אחד בהתאם לחלקו כפי שנקבע בהסכם הקצאת הקיבולת בין השותפים בלוויתן והשותפים בתמר. עוד נקבע בהסכם השירותים, כי הקיבולת הבסיסית שתישמר במערכת ההולכה לנובל תוקצה בין השותפים בלוויתן לבין השותפים בתמר לפי השיעורים המפורטים בפסקה 8 לעיל ובהתאם לסדר הקבוע בהסכם הקצאת הקיבולת. על אף האמור, השותפים בלוויתן והשותפים בתמר ישאו בדמי קיבולת (Capacity) ביחס קבוע של 69% (השותפים בלוויתן) ו- 31% (השותפים בתמר), למעט במקרה בו צד (שותפי לווייתן או שותפי תמר, לפי העניין) השתמש בחלקו הפנוי בקיבולת של הצד האחר.

יד. הסכם איזון למכר בנפרד ממאגר תמר:

ביום 23.2.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) חתמו שותפי תמר על הסכם מפורט, שמטרתו לקבוע את הכללים והמנגנונים המפורטים בקשר עם נטילת חלקו של כל אחד משותפי תמר בתפוקת הגז בהתאם להסכם התפעול המשותף, וכן הסדרי איזון שיחולו בין השותפים במקרה ששיווק הגז לא נעשה בהתאם לחלקם היחסי של השותפים בתפוקה כאמור (להלן: "**הסכם האיזון**" או "**ההסכם**"). להלן עיקרי ההסכם:

(1) לכל אחד מהשותפים תהא זכות להצטרף כצד מלא לחוזה אספקת גז ממאגר תמר (להלן: "**חוזה אספקה**") שייחתם על ידי שותף אחר וזאת בהתאם לחלקו היחסי במאגר ולמנגנונים ולתנאים שנקבעו בהסכם (להלן: "**זכות ההצטרפות**"). ביחס לחוזה אספקה לייצוא, זכות ההצטרפות כפופה להסדרים שיוסכמו בין השותפים באופן פרטני ביחס לכל חוזה אספקה לייצוא.

(2) ההסכם כולל הסדרים ומנגנונים שונים המאפשרים לשותף לשווק, בכפוף לקיבולת פנויה על בסיס יומי, כמויות של גז טבעי העולות על חלקו היחסי בחזקת תמר (להלן: "**שותף ביתר**"), לאחר שהתאפשר תחילה לכל אחד מהשותפים האחרים להזמין את מלוא חלקו היחסי בתפוקה ושותף מסוים לא שיווק את מלוא חלקו בתפוקה היומית (להלן: "**שותף בחסר**"). במקרה כאמור, יחולו הסדרי איזון בין השותפים, במטרה לאזן את זכויות השותפים ביחס לגז שנמכר בהתאם לחלקם היחסי במאגר: בכסף (קרי: באמצעות תשלום שיבוצע על-ידי שותף ביתר לשותף בחסר) או בגז (קרי: השותף בחסר יקבל בעתיד כמויות גז נוספות מעבר לחלקו היחסי בתפוקה על מנת להגיע לאיזון), לפי בחירת השותף בחסר, הכל בהתאם ובכפוף לקבוע בהסכם.

בנוסף, נקבעו בהסכם הסדרי איזון מנדטוריים בכסף בכל אחד מהמקרים הבאים: (1) כאשר נצברו לזכות שותף בחסר כמויות גז עודפות בהיקף העולה על תקרה שנקבעה בהסכם; (2) במועד בו קבע המפעיל כי במאגר נותרו עתודות מוכחות של גז בהיקף של 60 BCM; (3) במועד בו תסתיים ההפקה מהמאגר או במועד בו יפקע שטר החזקה או יבוא לידי סיום, בתנאים הקבועים בהסכם.

(3) המפעיל יהא אחראי, בין היתר, ליישם את הוראות ההסכם ולנהל את ההזמנות על-פיו וכן לספק את הגז בנקודת המסירה בהתאם להוראותיו. אחריות המפעיל להפרה של התחייבויותיו על-פי ההסכם תהא כפופה למגבלות ולהחרגות הקבועות בהסכם התפעול המשותף.

(4) במקרה של סתירה בין ההסכם לבין הסכם התפעול המשותף, הוראות ההסכם תגברנה.

ביאור 12 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

יד. הסכם איזון למכר בנפרד ממאגר תמר (המשך):

- (5) כל צד להסכם יישא בתשלום המסים, התמלוגים על-פי דין, ההיטלים והתשלומים על-פי דין החלים בגין הגז שנטל, ונקבעו הסדרי התחשבנות בנוגע לאמור בין שותף בחסר לבין שותף ביתר במקרה של איזון בכסף. עוד נקבע, כי הצדדים יפנו לרשויות המס ולמשרד האנרגיה בבקשות משותפות להסדרת אופן הדיווח והתשלום של תמלוגים סטטוטוריים, היטל, ומסים ביחס להסכם, וכי עד לקבלת החלטת הרשויות, הדיווחים והתשלומים ייעשו בהתאם לנהוג כיום.
- (6) כניסתו לתוקף של הסכם האיזון כפופה לאישור רשות התחרות. במקרה בו לא יתקבל אישור כאמור עד ליום 31.5.2021, ההסכם יסתיים במתן הודעה מוקדמת של 30 יום על-ידי מי מהצדדים לו (אלא אם האישור האמור יתקבל לפני סיום ההסכם). ההסכם יהא בתוקף עד לסיום הסכם התפעול המשותף.
- (7) ככל שמי מהשותפים יבקש להעביר זכויותיו בחזקת תמר לאחר/ים, יועברו הזכויות האמורות ביחד עם זכויותיו והתחייבויותיו של השותף לפי הסכם האיזון.
- (8) הדין החל על ההסכם הינו חוקי אנגליה וויילס. כל מחלוקת בין הצדדים, שלא תגיע לפתרון בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם, תופנה לבוררות בהתאם לכללי הבוררות של לשכת המסחר הבינלאומית כאמור בהסכם. צד שרוצה לערער על קביעות המפעיל הנוגעות, בין היתר, לתפוקה הפנויה, להקצאת הזמנות ולמועד האמור בסעיף 2(2) לעיל או על קביעת צד כלשהו להסכם בנוגע למחירים הרלבנטיים לביצוע איזון בכסף, יכול להפנות את הסוגיה להכרעת מומחה שימונה בהתאם להוראות ההסכם ואשר קביעותיו תהיינה סופיות ומחייבות למעט במקרה של תרמית או שגיאה מובהקת. ככל שהמומחה לא יכריע במחלוקת, המחלוקת תופנה לבוררות כאמור לעיל.
- (9) יישום הוראות ההסכם מחייב הקמת מערכות שונות ואימוץ נהלים וכן קבלת אישורים והבהרות מרשויות המס ומאסדרים שונים. לפיכך, נקבעה בהסכם תקופת ביניים, החל מחתימתו ועד ליום 1.7.2021, אשר רק בסיומה ניתן יהיה לבצע הסדרי איזון (בכסף או בגז).

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 31.12.2020: 1,173,814,691 יחידות (זהה ליום 31.12.2019: 1,173,814,691 בנות 1 ש"ח ע.נ. הרשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב).
- ג. **חלוקת רווחים:**

1. הסכם השותפות והסכם הנאמנות:

- א) בהסכם השותפות המוגבלת 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 ובאסיפות הכלליות. למעט מגבלות הנובעות מהוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (ראה ביאור 20א) ומגבלות הקיימות בהסכמי המימון לא קיימות במועד אישור הדוחות הכספיים מגבלות חיצוניות שעשויות להשפיע על יכולת השותפות לחלק רווחים בעתיד.
- 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.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 13 - הון (המשך):

ג. חלוקת רווחים (המשך):

2. סכומי חלוקת רווחים:

סכום חלוקה ליחידת השתתפות	סכום החלוקה הכולל במליונים	מועד חלוקת רווחים	תאריך הכרזה חלוקת רווחים
0.1107500 ש"ח	130 ש"ח ³⁶	14.1.2019	24.12.2018
0.12779 דולר	150 דולר	5.9.2019	13.8.2019
0.05537 דולר	65 דולר	17.11.2020	7.12.2020

3. חלוקות לשותף המוגבל:

- (א) ביום 20.11.2018 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ- 270 אלפי דולר).
- (ב) ביום 1.5.2019 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1.2 מיליון ש"ח (כ- 334 אלפי דולר).
- (ג) ביום 12.2.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ- 290 אלפי דולר).
- (ד) ביום 1.11.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי חלוקה לשותף המוגבל בסך של 1 מיליון ש"ח (כ- 298 אלפי דולר).

חלוקות אלו ישמשו לתשלום שכר המפקח ושכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראות הסכם הנאמנות.

ד. תשלומי מקדמות מס, תשלומי מס ותשלומי איזון:

1. בהתאם להוראות סעיף 19, שילם השותף הכללי למס הכנסה, על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות ההשתתפות בגין שנות המס (לפרטים נוספים ראה ביאורים 20 א ו- 20 ג) כמפורט להלן:

שנת מס	מקדמות מס במיליוני ש"ח	ש"ח ליחידת השתתפות
2018	כ- 102.3	0.0871
2019	כ- 143.2	0.1219
2020	כ- 112.3	0.0957

2. ביום 23.12.2019 הכריזה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 116.3 מיליון ש"ח המהווים כ- 0.0990945 ש"ח ליחידת השתתפות אשר חולקו ביום 9.1.2020.
3. ביום 27.12.2020 הכריזה השותפות על תשלומי מס למחזיקים יחידים ותשלומי איזון למחזיקים שאינם יחידים בסך של כ- 117.2 מיליון ש"ח המהווים כ- 0.0998676 ש"ח ליחידת השתתפות אשר חולקו ביום 20.1.2021.

³⁶ בהתאם להחלטת ביהמ"ש העליון בעניין סעיף 19 כמפורט בביאור 20א, החלק העיקרי של תשלומים אלו המהווים תשלומי מס לפי סעיף 19 בגין ההכנסה החייבת של השותפות ותשלומי איזון למחזיקים שהם חברי בני אדם, אינם בבחינת "חלוקה" כהגדרתה בד"ר.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 13 - הון (המשך):

ה. הון ליום 31 בדצמבר 2020 מורכב כדלקמן:

השותף המוגבל	השותף הכללי	סך-הכל
הון השותפות	15	154,791
קרנות הון	(5)	(48,616)
יתרת רווחים	89	891,520
יתרה ליום 31.12.2020	99	997,695
		997,596

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).

ו. ביום 14.5.2019 פרסמה השותפות תשקיף מדף להנפקת ניירות ערך שונים הכוללים, בין היתר, יחידות השתתפות, אגרות חוב וכתבי אופציה. תשקיף המדף הינו בתוקף ל- 24 חודשים עם אפשרות ההארכה ב- 12 חודשים נוספים.

ז. 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 הוצאות נוספות שנושא השותף הכללי מעבר לתשלום דמי הניהול שהשותפות משלמת לשותף הכללי.

ח. תוכנית אופציות:

ביום 13.7.2016 החליט דירקטוריון השותף הכללי על אימוץ תוכנית יחידות פאנטום (להלן: "התוכנית") למספר נושאי 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 פקעו במהלך חודש אוקטובר 2019.

בשנת 2019 נזקפה הכנסה בסך של כ- 171 אלפי דולר עקב עדכון התחייבות בגין האופציות (2018: הכנסה בסך של כ- 11 אלפי דולר). בתקופת הדוח נזקפה הכנסה בדוח על הרווח הכולל בסך של כ- 13 אלפי דולר (עקב עדכון ההתחייבות בגין האופציות) עבור אופציות שהוענקו לנושא משרה בשותפות עבור 174,064 יחידות פאנטום שהוענקו בחודש מרץ 2018.

לעניין יחידות פאנטום שהוענקו למנכ"ל השותף הכללי בשותפות ראה ביאור 21ג.

ביאור 14 - הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:

א. הכנסותיה של השותפות מקורן במכירות גז טבעי וקונדנסט ללקוחותיה והכל בהתאם להסכמי התקשרות שנחתמו עמם, כמפורט בביאור 12 לעיל.

ב. שיעור המכירות לחברת החשמל בשנת 2020 עמד על כ-32% (2019: כ-46%; 2018: כ-48%) מהמכירות, לנפקו ודולפינוס בשנת 2020 כ-19% וכ-17% מהמכירות, בהתאמה. ראה גם ביאור 22 להלן.

ג. כמות הגז הטבעי הכוללת שנמכרה בשנת הדוח בפרויקטים לווייתן ותמר הסתכמה בכ- BCM 15.5 (2019: כ- BCM 10.5; 2018: כ- BCM 10.5) וכמות הקונדנסט הכוללת שנמכרה בפרויקטים לווייתן ותמר בשנת 2020 הסתכמה בכ- 417.2 אלפי חביות (2019: כ- 482.3 אלפי חביות; 2018: כ- 477 אלפי חביות).

ד. חלק השותפות בהכנסות ובכמויות הגז הטבעי שנמכר בשנת הדוח לשוק המקומי ולשוק האיזורי (קרי מכירות למצרים וירדן) הסתכם לסך של כ- 574.7 מיליון דולר (המהווים כ- BCM 3.3) וכ- 344.4 מיליון דולר (המהווים כ- BCM 1.8), בהתאמה. בשנת 2019 היקף המכירות לשוק האיזורי היה לא מהותי.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 14 - הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט (המשך):

ה. ההכרה בהכנסות ממכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן החלה בחודש ינואר 2020. יצוין כי, ההפקה מפרויקט ים תטיס הופסקה בחודש מאי 2019 בעקבות מיצוי המאגרים בפרויקט.

ביאור 15 - תמלוגים:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
51,123	52,657	101,465
32,123	32,726	25,201
8,087	8,935	27,598
91,333	94,318	154,264

תמלוגים למדינה (ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

תמלוגים לבעלי עניין (ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

תמלוגים לצד ג' (ביאור 12 לעיל ופסקה ב להלן)

סך-הכל

ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020

שיעור התמלוגים בפרויקט תמר:

למדינה 11.22% 11.3% 11.34%

לבעלי עניין 6.85% 7.18% 4.75%

לצד ג' 1.78% 1.8% 4.26%

שיעור התמלוגים בפרויקט לווייתן:

למדינה - - 10.81%

לבעלי עניין - - 1.61%

לצד ג' - - 2.28%

שיעור התמלוגים בפרויקט ים תטיס:

למדינה 11.28% 11.61% -

לבעלי עניין 7.4% 7.62% -

לצד ג' 1.34% 1.38% -

1. מתחילת ההפקה ממאגר תמר משלמות השותפות, תחת מחאה, מקדמות על חשבון תמלוגים למדינה בשיעורים שבין 12%-11.3% כפי שנקבעו על ידי משרד האנרגיה.

2. בחודש ספטמבר 2020 פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הוראות פרטניות לאופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר בפרויקט תמר (להלן: "ההוראות הפרטניות"), במסגרתן נקבע שיעור ההוצאות המוכרות בניכוי בחישוב שווי התמלוג בפי הבאר. בהתבסס על אומדנים והערכות השותפות, אין פערים מהותיים בין הסכומים שנקפו בדוח על הרווח הכולל בתקופת הדוח כהוצאות תמלוגים, לבין הוצאות התמלוגים כפי שהיו מחושבים בהתאם להוראות הפרטניות. יובהר כי, קיימים פערים מהותיים בין התמלוגים ששולמו בפועל למשרד האנרגיה במצטבר החל מתחילת ההפקה מפרויקט תמר לבין הסכומים שנקפו בדוח על הרווח הכולל כהוצאות תמלוגים (ראה פסקה 7 להלן).

3. החל ממועד תחילת אספקת הגז ממאגר לווייתן משלמים שותפי לווייתן למדינה מקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט לווייתן בשיעור של 11.26% וטרם פורסמו ההוראות הפרטניות לאופן חישוב שווי התמלוג בפי הבאר עבור חזקת לווייתן.

4. יצוין כי, עמדת השותפות הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה מפרויקט תמר ולווייתן צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט.

5. בחודש פברואר 2019 נחתם בין שותפי ים תטיס לבין משרד האנרגיה הסכם בקשר עם דוחות תמלוגים סופיים לשנים 2011-2013. לפי ההסכם נקבע כי שותפי ים תטיס זכאים לסך של כ- 4.4 מיליון דולר (100%) אשר הוחזר באמצעות קיזוז תשלומי תמלוגים בפרויקט ים תטיס.

ביאור 15 - תמלוגים (המשך):

ב. תמלוגים למדינה ולתמלוגי על (לבעלי עניין ולצדדים שלישיים) כפי שנכללו בספרי השותפות (המשך):

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 12א לעיל.

7. הפער בין התמלוגים ששולמו בפועל למדינה לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקטים תמר ולוויתן, הסתכם לסך של כ-19.5 מיליון דולר (2019: כ-17.6 מיליון דולר) ונכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך. ראה ביאור 8א לעיל.

8. אופן חישוב התמלוגים למדינה משמש גם לחישוב שווי השוק בפי הבאר של תמלוג העל המשולם על ידי השותפות לבעלי עניין ולצדדים שלישיים. הפער בין התמלוגים ששולמו בפועל לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים לבין שיעור התמלוג האפקטיבי עליו התבססה השותפות בדוחותיה הכספיים בפרויקט תמר ובפרויקט לווייתן בסך של כ-7.8 מיליון דולר (2019: כ-5.6 מיליון דולר) נכלל בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך, ראה ביאור 8א לעיל.

9. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, לא משולמים תמלוגים מפרויקט תמר לבעלי עניין.

10. בהמשך לאמור בביאור 2ב12 ולאור העובדה שעל בעלות התמלוג, נמנות על בעלות השליטה בשותפות, החליט דירקטוריון השותף הכללי להסמיק את ועדת הביקורת (המורכבת מדירקטורים חיצוניים ובלתי תלויים בלבד), לטפל בנושא מועד החזר השקעה בחזקת תמר, ובכלל זאת לבחון סוגיות שעולות מדוח שהוכן על ידי יועץ כלכלי חיצוני (להלן: "היועץ" ו-"דוח היועץ", בהתאמה), שמונה על ידי המפקח, לברר את הסוגיות השונות מול בעלות התמלוג ולנקוט בכל פעולה אחרת כפי שתמצא הוועדה לנכון, לפי שיקול דעתה, והכל בהתאם לטובת השותפות.

לפי החלטת הדירקטוריון, ועדת הביקורת הוסמכה לשכור שירותיהם של יועצים מקצועיים חיצוניים ובלתי תלויים, לפי שיקול דעתה ועל חשבון השותפות, לצורך ליווי ההליך מבחינה משפטית וכלכלית ולקבוע את תנאי תגמולם של היועצים האמורים. ועדת הביקורת התבקשה לגבש המלצותיה בנושא ולהציג בפני הדירקטוריון. ביום 4.9.2018 אישרו ועדת הביקורת ולאחריה הדירקטוריון (בהרכב שאינו כולל דירקטורים המכהנים בבעלת השליטה) את תחשיב מועד החזר ההשקעה, לפיו מועד החזר ההשקעה חל בחודש ינואר 2018.

יצוין, כי אישור התחשיב על ידי ועדת הביקורת והדירקטוריון נעשה לאחר קבלת דוח מיוחד של רואי החשבון המבקרים עם השלמת ביקורת מיוחדת שלהם, ובהסתמך על יעוץ משפטי בלתי תלוי לוועדת הביקורת.

לאור החלטת הבורר בעניין מחלוקת בנושא תעריף יצור החשמל (PUA) עם OPC אשר בעקבותיה עדכנה השותפות את תוצאותיה בגין התקופה אשר היתה במחלוקת, פנתה השותפות ביום 31.7.2019 לבעלות התמלוג בדרישה להשבת תמלוגים ששולמו להן ביתר בסך של כ-0.3 מיליון דולר (להלן: "**הסכום להשבה**") וזאת בשל עדכון מועד החזר ההשקעה שנבע מהחלטת הבורר (להלן: "**מכתב הדרישה**"). מאחר שבעלות התמלוג התנגדו לנטען במכתב הדרישה ושללו את דרישת השותפות להשבת תמלוגים, ביצעה השותפות קיזוז של הסכום להשבה. לפרטים נוספים ראה ביאור 12א6 לעיל.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 16 - עלות הפקת גז טבעי וקונדנסט: ³⁷

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
6,737	6,278	29,212
1,976	1,980	4,090
4,460	4,535	21,031
4,346	5,127	18,893
5,416	5,307	17,253
9,785	17,504	23,478
32,720	40,731	113,957

שכר עבודה ונלוות

שמירה ואבטחה

ביטוח

עלויות הובלה, הולכה ושינוע

דמי מפעיל וניהול אופרציה

אחזקה ואחרות

סך-הכל

ביאור 17 - הוצאות כלליות אחרות: ³⁸

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
834	1,028	-
8,886	13,270	3,611
9,720	14,298	3,611

סקרים סייסמיים

הוצאות ישירות ואחרות לרבות שירותים מקצועיים ³⁹

סך-הכל

ביאור 18 - הוצאות הנהלה וכלליות:

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
2,883	3,155	3,748
960	960	960
182	411	487
4,745	5,439	6,559
1,041	1,165	2,876
9,811	11,130	14,630

שכר ונלוות ⁴⁰

הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי

עלות תשלום מבוסס יחידות השתתפות למנהל הכללי (ראה

ביאור 21 להלן)

שירותים מקצועיים, נטו ⁴¹

אחרות

סך-הכל

³⁷ ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

³⁸ ברובן באמצעות העסקאות המשותפות.

³⁹ בעיקר הוצאות הנהלה וכלליות של הפרויקטים לווינתן (בגין שנים 2018-2019) וקפריסין.

⁴⁰ בשנים קודמות כולל הכנסה משערוך תגמול לעובדים לרבות התחייבות תשלום מבוסס מניות לעובדי השותפות 2019: כ- 171 אלפי דולר; 2018: כ- 66 אלפי דולר.

⁴¹ כולל הוצאות בשנת החשבון בסך של כ- 1,964 אלפי דולר (2019: 2,467 אלפי דולר, 2018: 1,654 אלפי דולר) שנוקפו כנגד קרן הון (ראה ביאור 13 לעיל).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 19 - הוצאות והכנסות מימון:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2018	31.12.2019	31.12.2020
48,954	35,898	122,294
800	4,173	99,428
-	373	7,394
1,594	-	-
402	368	368
5,070	4,637	2,189
612	2,038	839
<u>57,432</u>	<u>47,487</u>	<u>232,512</u>
9,811	9,476	1,781
48,350	57,342	82,743
-	9,040	-
988	2,532	3,799
<u>59,149</u>	<u>78,390</u>	<u>88,323</u>
<u>1,717</u>	<u>30,903</u>	<u>(144,189)</u>

הוצאות:

בגין אגרות חוב (ביאורים 10ב, 10ג ו10ה)
 בגין התחייבות לתאגידים בנקאיים (ביאור 10ד)
 בגין פעילות בנגזרים פיננסיים (גידור חשבונאי)
 בגין שערוך השקעות לזמן קצר
 בגין עמלת ערבות לקבוצת דלק (ביאור 4י2)
 בגין שינויים בהתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז עקב חלוף הזמן
 אחרות

סך-הכל הוצאות

הכנסות:

בגין פקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר
 שערוך תמלוגים לקבל והלוואה שניתנה (ביאור 8ב)
 דיבידנד מנכס פיננסי
 אחרות

סך-הכל הכנסות

סך-הכל הכנסות (הוצאות) מימון, נטו

ב. בשנת 2020 לא הונו עלויות אשראי לנכסי נפט וגז, שנת 2019: הוון סך של כ-150,862 אלפי דולר, שנת 2018: הוון סך של כ-108,940 אלפי דולר. שיעורי ההיוון ששימשו לקביעת סכום עלויות האשראי שהונו בשנת 2019: כ-5.2%-7.4%, שנת 2018: כ-5.0%-7.8%.

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 מנהל רשות המיסים כ-"שותפות" לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: **"תקנות יחידות השתתפות"**). תוקפן של תקנות יחידות השתתפות הוארך מדי שנה עד ליום 30.6.2015, ואולם טרם פורסמה הארכה נוספת של תוקף תקנות אלו.
2. השותפות היא יישות "שקופה" לצורכי מס בהתאם להוראות פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: **"פקודת מס הכנסה"**) וחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: **"החוק"**) וההכנסה החייבת והפסדים של השותפות מיוחסים לבעלי היחידות שהינם "מחזיק זכא" כהגדרתו בתקנות יחידות השתתפות לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכא" הינו מי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס.
3. בהתאם לסעיף 19 לחוק (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.
4. במהלך חודש אוקטובר 2020 פורסמה להערות הציבור, טיוטת תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) (תיקון), התשפ"א-2020 (להלן: **"טיוטת התקנות"**). על פי טיוטת התקנות, מוצע לקבוע, בין היתר, כי החל משנת המס 2021, שותפות נפט אשר יחידותיה רשומות למסחר בבורסה תמוסה כמו "חברה", כלומר בהתאם לשיטת המיסוי הדו שלבית, וזאת החל משנת המס בה הפיקה שותפות הנפט הכנסה חייבת או חילקה רווחים.
- נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, בוחנת השותפות את ההשלכות האפשריות של טיוטת התקנות על פעילותה. בהתאם להערכתה הראשונית של השותפות על פי הנתונים לתאריך הדוח, אישור טיוטת התקנות במתכונתה הנוכחית, עלולה ליצור לשותפות, בין היתר, חובה חשבונאית חד פעמית לרישום התחייבות למסים נדחים בהיקף של כ-294 מיליון דולר (מתוך הון עצמי כולל בסך של כ-998 מיליון דולר ליום 31.12.2020), אשר תשפיע על תוצאות השותפות ותקטין את רווחיה הראויים לחלוקה, ובהמשך, לרישום שוטף של הוצאות מסים, שוטפים ונדחים.
- יצויין כי, ביום 4.11.2020 הגישה השותפות לרשות המסים את התייחסותה לטיוטת התקנות.
5. על פי אישורים של רשות המיסים שניתנו לשותפות בעבר, התחייבה השותפות שלא לקחת הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש של רשות המיסים. לצורך גיוס הלוואות למימון פעילותה של השותפות, פונה השותפות מדי פעם לרשות המיסים לקבלת האישור הנדרש כאמור.
6. על פי הוראות סעיף 19 חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח על ההכנסה החייבת של השותפות. ולשלם את המס הנובע ממנו, על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון המס שחייבים בו 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, יחושב לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם חבר בני אדם (להלן: **"מחזיקים-תאגידים"**) ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהם יחידים (להלן: **"מחזיקים-יחידים"**), כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של מחזיקים יחידים כאילו חל עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד, נמוך מהשיעור האמור (להלן: **"חישוב המס לפי סעיף 19"**).
7. במסגרת בקשה למתן הוראות שהגיש המפקח לבית המשפט ביום 30.10.2016, נדונה לראשונה שאלת פרשנותו ואופן יישומו של סעיף 19. ביום 1.11.2017 התקבל פסק דינו של בית המשפט המחוזי, בו נקבע, בין היתר, כי: (א) אין לראות בתשלום המס הנגזר מהוראות סעיף 19 חלוקה שוויונית, בסכום אחיד לכל יחידה, אלא תשלום דיפרנציאלי בהתאם לשיעורי המס השונים החלים על יחידים ועל תאגידים; (ב) תשלום המס לפי סעיף 19 יוצר שוני בהוצאה שמוציאה השותפות בין יחידים לתאגידים, אך עניינו של

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):
7. (המשך):

סעיף 19 הוא בגביית מס ולא בהסדרת היחסים בין מחזיקי יחידות ההשתתפות; ו- (ג) כל עוד עומד הסדר הגביה הקבוע בסעיף 19 בתוקפו, על השותפות ו/או השותף הכללי למצוא את הדרך הראויה לאזן בין ההוצאה הנוספת הכרוכה בשיעור המס החל על מחזיקים-יחידים לבין ההוצאה הכרוכה בשיעור המס החל על מחזיקים-תאגידים.

ביום 31.12.2017 הגיש השותף הכללי בשותפות ערעור על פסק דינו של בית המשפט המחוזי (להלן בסעיף זה: **"ערעור השותפות"**)

ביום 28.7.2019 התקבל פסק דינו של בית המשפט העליון הדוחה את הערעור שהגישה השותפות ואת הערעור שהגישה שותפות נפט נוספת (להלן בסעיף זה: **"פסק-הדין בערעור"**). בית המשפט העליון אימץ את פסק דינו של בית המשפט המחוזי וקבע, בין היתר, כי הסדר שבמסגרתו תישא השותפות במלוא שיעור המס של המחזיקים, יחידים כתאגידים, כמתחייב מסעיף 19, ולצד זאת או בהמשך לכך, תבצע תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים, אינו בבחינת "חלוקה" כהגדרתה בדין, אלא תוצאה המתחייבת מכך ששולמו מהרווחים תשלומים על חשבון המס. עם זאת, בית המשפט העליון הבהיר, כי אינו מתיימר להמליץ או לקבוע מסמרות לגבי הטכניקה של תשלומי האיזון.

בסמוך לתום שנות המס 2017 עד 2020, לצד תשלומים על חשבון המס שחל על יחידים-מחזיקים, ביצעה השותפות תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים. יצוין כי, תשלומי האיזון שבוצעו כאמור בגין שנות המס הללו, אינם מהווים בהכרח איזון מלא בין התשלום הנגזר משיעור המס החל על יחידים-מחזיקים לבין התשלום הנגזר משיעור המס החל על תאגידים-מחזיקים, שכן ככל שיהיה פער בין אומדן ההכנסה החייבת על פיו בוצעו התשלומים לבין השומה הסופית שתוצא לשותפות בעתיד (להלן: **"ההפרשים"**), תידרש השותפות לשלם לרשות המסים (או לקבל ממנה כהחזר) את הפרש המס המתחייב מההפרשים. יצוין כי נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, קיימת אי-בהירות מהו הסדר האיזון הראוי ביחס לתשלומי מס הנובעים מההפרשים, אם וככל שיהיו (ראה גם סעיף 9 ו-10 להלן). הואיל ובגין שנות המס 2015 ו-2016 (להלן: **"תקופות העבר"**) לא בוצעו תשלומי איזון כפי שבוצעו בגין שנות המס 2017-2020, קיימת במועד הדוחות הכספיים אי-בהירות בנוגע להסדר האיזון הראוי שעל השותפות ליישם בגין תקופות העבר.

לאור אי-הבהירות הקיימת בנוגע להסדרי האיזון הראויים שעל השותפות ליישם, הן בגין תקופות העבר והן בגין ההפרשים שיתבררו רק בעתיד, הגישו השותפות והשותף הכללי המרצת פתיחה לבית המשפט המחוזי בתל אביב, במסגרתה התבקש בית המשפט, בין היתר, לקבוע מהם ההסדרים הראויים לאיזון בין יחידים ותאגידים המחזיקים ביחידות השתתפות של השותפות, לנוכח תשלומי מס שהשותפות נדרשת לשלם לפי סעיף 19, ובכלל זאת: (א) תשלומי מס ככל שינבעו כתוצאה מפער בין אומדן ההכנסה החייבת שעורכת השותפות לקראת סוף שנת המס לבין השומה העצמית שהשותפות מגישה; ו/או תשלומי מס ככל שינבעו מפער בין השומה העצמית שהשותפות מגישה לבין שומת המס הסופית שתוצא לה (להלן: **"הפרשי שומות"**); ו- (ב) תשלומי מס שבוצעו בגין תקופת העבר; זאת בהתחשב בכך שיתכן שמחזיק זכאי שהחזיק ביחידת השתתפות במועד הקובע לשנת מס בתקופות העבר לא יחזיק בה עוד בעת שיתברר (אם בכלל) כי השותפות נדרשת לשלם מס נוסף בגין אותה שנת מס (או להיפך) וכן בהתחשב בפער בשיעורי המס החלים על יחידים ותאגידים. במסגרת המרצת הפתיחה הוצגו בפני בית המשפט חלופות אפשריות שונות להסדרים בקשר עם תשלומי המס בגין הפרשי שומות ובגין תקופות העבר, על מנת שיכריע מהם ההסדרים הראויים כאמור. במסגרת זו, הציגה השותפות בפני בית המשפט מספר פתרונות אפשריים, ובכלל זאת: (א) פתרון המבוסס על איזון בדרך של השבה⁴²; (ב) פתרון לפיו לא יבוצעו תשלומי איזון כלשהם לתאגידים-מחזיקים (הן ביחס לתקופת העבר והן ביחס להפרשי שומות); ו- (ג) פתרון לפיו השותפות תבצע תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים, בהתאם למספר חלופות. ביחס לתקופת העבר, החלופות לביצוע תשלומי איזון

⁴² על פי פתרון זה, ביחס לתקופת העבר ישיבו יחידים-מחזיקים בתום שנת המס הרלוונטית חלק יחסי מתשלומי המס ששילמה על חשבונם השותפות, וסכומים אלו יחולקו לתאגידים-מחזיקים באותם מועדים, על מנת להשיג שיוויון בין המחזיקים השונים. ביחס להפרשי שומות, על פי פתרון זה ישיבו המחזיקים בתום שנת המס הרלוונטית (יחידים ותאגידים) לשותפות את סכומי המס בגין הפרשי השומות אשר ישולם עבורם על ידי השותפות.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):
7. (המשך):

לתאגידים שהחזיקו ביחידות ההשתתפות בתום כל אחת משנות המס 2015-2016, יכללו, בין היתר: (1) תשלום לתאגידים-מחזיקים האמורים בגובה הסכום "העודף" ששולם עבור היחידים-מחזיקים בתקופת העבר, בסך כולל של כ- 13.1 מיליון דולר; (2) תשלום בגובה הסכום שהיה משולם לתאגידים-מחזיקים האמורים אילו היו מתבצעים תשלומי איזון מלאים בתקופת העבר, בסך כולל של כ- 73.9 מיליון דולר; (3) תשלום בגישה משולבת, המביאה בחשבון כי חלק מהתאגידים-מחזיקים אינם מחזיקים עוד כיום ביחידות. בהתייחס לפתרונות והחלופות הקיימים לגבי תקופת העבר כמפורט לעיל, להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, קיים סיכוי של יותר מ-50% שהשותפות תידרש לבצע בגין תקופת העבר תשלומי איזון לתאגידים-מחזיקים בסך של 13.1 מיליון דולר לפחות, אולם נוכח חוסר הבהירות באשר להחלטת בית המשפט בקשר עם תקופת העבר ונוכח חסרונותיה של כל אחת מהחלופות האמורות, ובהתחשב במכלול הנסיבות והשיקולים, כמו גם במורכבות המקרה, אין ביכולתה של השותפות ושל יועציה המשפטיים להעריך את ההסתברות שכל אחת מהחלופות האמורות תאומץ על ידי בית המשפט, ועל כן אין ביכולתם להעריך את ההסתברות שהשותפות תידרש לשלם סכום העולה על 13.1 מיליון דולר. בהתאם, הכירה השותפות בשנת 2019 הפרשה בסך של כ- 12.3 מיליון דולר, אשר נזקפה כנגד יתרת הרווחים בהון השותפות ואשר עודכנה לאור שינויים בשער חילפין בשנת הדוח לסך של כ- 13.1 מיליון דולר. יצוין כי, סכומם המשוער של תשלומי האיזון לגבי שנת המס 2016 מבוסס על דוח השומה עצמית של השותפות, אשר לגביו נתגלעו מחלוקות בין השותפות לבין רשות המיסים. יצוין כי, הכרעות במחלוקות כאמור עשויות לשנות באופן מהותי את ההכנסה החייבת של השותפות לשנת 2016, ובהתאם את גובה תשלומי האיזון הנגזרים ממנה. ביחס להפרשי שומות, חלופת תשלומי האיזון כוללת (מעבר לתשלום המס הנדרש מכל מחזיק) הוספת תשלום לתאגידים-מחזיקים בשנת המס הרלוונטית כולם או חלקם, כך שסך ההוצאה עבור מס ותשלומי איזון ליחידה שברשותם תהיה שווה לסך ההוצאה עבור מס ליחידה שבידי יחידים-מחזיקים באותה שנת מס. יצוין כי, הסכומים כאמור לעיל תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2020.

ביום 18.10.2020 אישר בית המשפט את בקשת השותפות והשותף הכללי לביצוע תחליף המצאה למחזיקי יחידות השתתפות בדרך של פרסום הודעה פומבית, אשר איפשרה לכל מחזיק ביחידת השתתפות של השותפות במועדים הרלוונטיים להמרצת הפתיחה (ובכלל זה כלל המחזיקים ביחידות ההשתתפות של השותפות בעת פתיחת ההליך) להצטרף כצד להליך. כמו כן, הורה בית המשפט כי המרצת הפתיחה תידון במאוחד עם המרצת פתיחה שהגישה שותפות ישראל מקו באותו הנושא (ה"פ 32178-03-20). ביום 29.12.2020 נערכה ישיבת קדם משפט נוספת, שבה ביקש בית המשפט לקבל את עמדת רשות המיסים ביחס להצעות להסדרים שונים שעלו בעמדות המחזיקים. בתום הדיון הורה בית המשפט כי הצדדים רשאים לפנות לרשות המיסים ולברר את עמדתה המפורטת ביחס להצעות אלה, ולאחר מכן להגיש לבית המשפט מסמך מסכם שבו תובא עמדת רשות המיסים.

בעקבות פנייה של אחת מקבוצות המחזיקים לרשות המיסים, הוגשה ביום 11.3.2021 עמדת רשות המיסים לבית המשפט. בית המשפט התיר לצדדים להתייחס לעמדה זו עד ליום 18.3.2021.

עוד יצוין, כי על בסיס דוח המס לשנת 2019 ועל בסיס תוצאות השותפות לשנת 2020 עדכנה השותפות את אומדן ההכנסה החייבת שלה לכל אחת משנות המס 2019 ו- 2020. הואיל ונכון למועד הדוחות הכספיים קיימת אי בהירות לגבי הסדר האיזון הראוי שעל השותפות לאמץ בנוגע להפרשי שומות, בשים לב למורכבות הנושא והעדר היכולת להעריך את ההסתברות לגבי הסכום שיהיה על השותפות לשלם כתשלום איזון למחזיקים תאגידים ובהתבסס על חוות דעת של יועציה המשפטיים, לא ביצעה השותפות בדוחות הכספיים הפרשה כלשהי בגין האמור.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

8. ביקורת מס הכנסה לדוחות המס של השותפויות לשנת 2015 הסתיימה ונחתם הסכם שומות בחודש יולי 2018, אך טרם פורסמה תעודת מס סופית מאחר וטרם הווארך תוקפן של תקנות מס הכנסה. בהתאם להסכם השומות, ההכנסה החייבת לצורכי מס של השותפות ושל שותפות אבנר בשנת 2015 היא כ- 317.4 מיליון ש"ח וכ- 293.3 מיליון ש"ח, בהתאמה, ובגינה שילמו השותפות ושותפות אבנר מס על חשבון מחזיקי היחידות בשותפות ובשותפות אבנר בסך של כ-92 מיליון ש"ח ובסך של כ-88 מיליון ש"ח, בהתאמה.
9. ביום 13.12.2017 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנת המס 2016 (בכל אחת מהשותפויות). תעודת מס סופית תופק בגמר עם סיום ההליכים המתוארים להלן ביחס לשומת המס לשנת 2016 ובכפוף להארכת תוקפן של תקנות יחידות השתתפות. ייתכן שתעודת המס הסופית תהיה שונה באופן מהותי מתעודת המס הזמנית.
- עוד יצוין, כי על רקע המחלוקות שהתגלו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסות החייבות של השותפויות לצרכי מס לשנת 2016, ביום 22.11.2018 התקבלו מאת רשות המיסים שומות לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן בסעיף זה: "**שומת המס**"), לפיהן ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר היא כ- 149.8 מיליון דולר וכ- 135.7 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 124.1 מיליון דולר וכ- 110.1 מיליון דולר, בהתאמה, כפי שנכללה בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים). רווח ההון לשנת 2016 של השותפות ושל שותפות אבנר הוא כ- 54 מיליון דולר וכ- 71.8 מיליון דולר, בהתאמה, (חלף סך של כ- 7.4 מיליון דולר וכ- 17 מיליון דולר, בהתאמה כפי שנכלל בדוחות המס של השותפויות אשר הוגשו לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור לעיל תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2020.
- עיקר המחלוקת נוגעת לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות שונות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין.
- בהמשך להשגה שהגישה השותפות על שומות המס, הוצאו לשותפויות שומות בצו לפי סעיף 152 (ב) לפקודה (להלן: "**הצווים**") על ידי רשות המיסים אשר עיקר עניינם נוגע, כאמור, לאופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאו השותפויות בפועל ואופן חישוב רווח ההון ממכירת חזקות כריש ותנין.
- על פי השומות בצו, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון המס בו חייבים בעלי יחידות השתתפות בשותפויות בסך של כ- 46.3 מיליון דולר. השותפות הגישה ערעור על הצווים לבית המשפט המחוזי בתל אביב. נימוקי השומה בערעור זה הוגשו על ידי פקיד השומה ביום 9.12.2020 ובהתאם להחלטת בית המשפט, המועד האחרון להגשת ההודעה המפרשת את נימוקי הערעור על ידי השותפות יחול ביום 3.5.2021.
- לנוכח האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידות השתתפות של השותפויות לשנת המס 2016 וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות הדעת יועציה המשפטיים, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ-50%. ולפיכך, בכוונת השותפות למצות את ההליכים המנהליים והמשפטיים העומדים לרשותה.
10. על רקע המחלוקות שהתגלו בין השותפות לרשות המיסים ואי הסכמות בעניין גובה ההכנסה החייבת של השותפות לצרכי מס לשנת 2017, קיבלה השותפות שומה לפי מיטב השפיטה, לפי סעיף 145(א)(2)(ב) לפקודה, תשכ"א-1961 (להלן בהתאמה: "**שומת המס**" ו- "**הפקודה**"), לפיה ההכנסה החייבת מעסק לשנת 2017 של השותפות הינה כ- 392.6 מיליון דולר (חלף סך של כ- 231.8 מיליון דולר, כפי שנכללה בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים) ורווח ההון לשנת 2017 של השותפות הינו כ- 705 מיליון דולר (חלף סך של כ- 578.3 מיליון דולר, כפי שנכלל בדוח המס של השותפות אשר הוגש לרשות המיסים). יצוין כי, הסכומים כאמור לעיל תורגמו משקלים לדולרים לפי שער הדולר הידוע ליום 31.12.2020.
- עיקר המחלוקות נוגעות לפרשנות אופן ההכרה בהוצאות מימון והוצאות נוספות בהן נשאה השותפות בפועל, בזקיפת הכנסות מימון הנובעות מהפרשי שער לנכס בהקמה, אופן יישום סעיף 20(ב) לחוק לעניין ניכוי הוצאות פחת; ואופן חישוב רווח ההון ממכירת 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות בחזקות תמר ודלית.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

10. (המשך):

נכון למועד הדוחות הכספיים ועל-פי שומת המס, וככל שתתקבלנה כלל טענות רשות המיסים, תידרש השותפות לתוספת תשלום מס (כולל הפרשי הצמדה וריבית), על חשבון בעלי יחידות השותפות בשותפות בסך של כ- 87 מיליון דולר.

ביום 10.12.2020 הגישה השותפות השגה על שומת המס שהוצאה לה לשנת 2017.

יצוין כי, לאור האמור לעיל, ייתכן עיכוב בהנפקת תעודת מס סופית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות של השותפות לשנת המס 2017 וזאת עד להשלמת ההליכים שיידרשו לקביעת השומה הסופית. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכויי עיקר טענות השותפות להתקבל גבוהים מ- 50%, ולפיכך בכוונת השותפות למצות את ההליכים המנהליים והמשפטיים העומדים לרשותה. **11.** ביום 8.11.2018 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות לשנת המס 2017. תעודת מס סופית תופק עם סיום ההליכים שתוארו לעיל ביחס לשומת המס לשנת 2017 ובכפוף להארכת תוקפן של תקנות יחידות ההשתתפות. ייתכן שתעודת המס הסופית תהיה שונה באופן מהותי מתעודת המס הזמנית.

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 (הסכם מס 2017). במסגרת ההסכם, השלימה השותפות מקדמות מס נוספות בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת האמורה.

12. ביום 19.2.2020 פרסמה השותפות תעודת מס זמנית למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השותפות לשנת המס 2018. תעודת מס סופית תופק בגמר הליך הביקורת של רשות המיסים ובכפוף להארכת תוקפן של תקנות מס הכנסה. ייתכן שתעודת המס הסופית תהיה שונה באופן מהותי מתעודת המס הזמנית. יצוין כי, בחודש דצמבר 2019 פעלה השותפות על בסיס הסכם מס 2017, אשר במסגרתו השלימה השותפות מקדמות בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת האמורה.

13. בחודש דצמבר 2019 אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן תשלום למחזיקי יחידות ההשתתפות, במסגרתו השלימה השותפות מקדמות בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת לשנת 2019. על פי דוח המס שהגישה השותפות את דוחות המס לשנת 2019, אשר כפוף לביקורת של רשות המיסים, עומדת ההכנסה החייבת לצורכי מס הינה על כ- 573.6 מיליון ש"ח. השותפות פועלת להוצאת תעודה מס זמנית.

14. בחודש דצמבר 2020 אישרו דירקטוריון השותף הכללי והנאמן תשלום למחזיקי יחידות ההשתתפות, במסגרתו השלימה השותפות מקדמות בהתאם לשיעור המס המקסימלי החל על יחידים בגין ההכנסה החייבת המוערכת לשנת 2020.

במסגרת עריכת הדוחות הכספיים של השותפות עם סיום הביקורת, עודכן אומדן ההכנסה החייבת של השותפות לשנת המס 2020, בהתבסס, בין היתר, על הערכות השותף הכללי, הנחות וחווות דעת מיסויות שונות, לסך כולל של כ- 594 מיליון ש"ח.

15. יובהר כי, בעלי יחידות השותפות של השותפות יהיו רשאים (אך לא חייבים) לכלול בדוחות המס שלהם לכל אחת מהשנים 2015 עד וכולל 2018, את חלקם בהכנסה החייבת של השותפות ואת חלקם בסכום המס ששולם על-ידי השותפות, לרבות מס שנוכה במסגרת התשלומים הנוספים שביצעה השותפות (ראה ביאור 13) בגין שנות המס כאמור וזאת בהתאם לתעודות המס הזמניות.

בעלי יחידות השותפות אשר יפעלו בהתאם לאמור לעיל, יידרשו לתקן את דוחותיהם בהתאם לתעודות המס הסופיות שיפורסמו 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.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

16. יובהר כי, ביחס לכל אחת משנות המס 2016 ואילך, לגביהן טרם הוצאו שומות מס הכנסה סופיות, יתכן כי לאחר השלמת ההליכים מול הגומים הרלוונטים, יתברר כי קיימים הפרשי שומות כך ששומת המס הסופית גבוהה מהשומה המוערכת ששימשה לחישוב תשלומי המס ששולמו על-ידי השותפות (בניכוי החזרים ששולמו לה), ובמקרה כאמור יהיה על השותפות לשלם לרשות המסים, על חשבון המחזיקים, את יתרת המס הנובע מהפרשי השומות, בהתאם לחישוב המס לפי סעיף 19.

17. על פי החוק, יינתן לבעל זכות נפט פחת מואץ שנתי קבוע על נכס בר ניכוי שבבעלותו בשיעור של עד 10% (בהתאם לבחירת בעל זכות הנפט), או לחילופין, פחת שנתי שוטף משתנה עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה (ולא יותר מ 10%). כמו כן, שיעור הפחת המקסימלי כאמור לעיל, לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% חלף 10% (ראה פסקה ב להלן).

18. השותפות מיישמת את הוראות סעיף 20(ב)(2) לחוק לפיו מכירה השותפות בכל שנת מס, בהוצאות פחת גבוהה מהכנסה החייבת, ככל שתהיה לפני ניכוי הוצאות פחת שנדרשו באותה שנת מס ובלבד שהניכוי לא יעלה על השיעור הקבוע בחוק.

19. סוגיות המס, לרבות ישום החוק (כמפורט בפסקה ב להלן), הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת, טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל (למעט האמור בהמשך), וקיים קושי לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, קיים קושי לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס.

הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות. 20. יובהר כי, ההכנסה החייבת המוערכת, שחושבה לקראת תום שנת המס לכל אחת מהשנים 2016-2020, חושבה על בסיס אומדנים והערכות ונתונים כספיים בלתי מבוקרים.

21. 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.

הסכם הזיכיון נקבע כאמור מנגנון חדש לחלוקת התפוקה של גז הטבעי, המבוסס על מקדם מסוג R-פקטור. על פי המנגנון האמור, השותפים יהיו זכאים ל- 55% מההכנסות השנתיות שתנבענה מתפוקת הגז הטבעי, עד לכיסוי כל ההוצאות ההוניות והשוטפות המוכרות שלהם (להלן: "התפוקה לכיסוי הוצאות"), ואילו היתרה (להלן: "התפוקה לחלוקה") תתחלק בין השותפים לממשלת קפריסין בהתאם למקדם R-פקטור, אשר המונה שלו כולל את סך ההכנסות המצטברות נטו והמכנה שלו כולל את סך ההשקעות ההוניות המצטברות. על פי המנגנון החדש, חלקה של ממשלת קפריסין בתפוקה לחלוקה גדל כפונקציה של המקדם באופן לינארי, והוא יגיע לשיעור מירבי כאשר מקדם ה-R-פקטור יהיה שווה ל- 2.5. לעניין זה: "הכנסות מצטברות נטו" משמעותן - חלקם של השותפים בהכנסות שהתקבלו בפועל מתפוקת הגז (לרבות התפוקה לכיסוי ההוצאות), בניכוי ההוצאות התפעוליות בהן נשאו השותפים בשטח הזיכיון, החל ממועד חתימת הסכם הזיכיון (28.10.2008) ועד תום הרבעון שקדם ליום החישוב (להלן: "תקופת החישוב"). "השקעות הוניות מצטברות" משמעותן - הוצאות הפיתוח, הוצאות הפקה בעלות אופי הוני (ללא הוצאות תפעוליות) וכל הוצאות החיפושים, ביחס לשטח נשוא הסכם הזיכיון, שהוצאו בפועל במהלך תקופת החישוב.

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

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך הדוח על המצב הכספי (המשך):

21. מיסוי קפריסין (המשך):

החיפוש 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) תשט"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 מפקקים או כאלה שהחלו בהפקה עד שנת 2014.

עיקרי הוראות החוק הן 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, יגדל

ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי עם הגעת היחס ל-2.3. שיעור ההיטל המקסימאלי הוא

50% פחות המכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה,

התשכ"א-1961 (לגבי כל שנת מס) לבין שיעור המס 18%. בהתאם לשיעור מס החברות בשנת 2020 השיעור

המקסימאלי עומד על 46.8%.

בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה;

גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני הולכה המשמשים ליצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל חזקה בנפרד (

Ring Fencing); חיוב מקבל

תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב, בין היתר, כשיעור מהנפט המופק (להלן: "**תשלום נגזר**"), בהתאם

לגובה התשלום הנגזר שקיבל כאשר במקביל סכום ההיטל המיוחס למקבל התשלום הנגזר יופחת מסכום

ההיטל 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 10.4.2011 והן כוללות הוראות מעבר לגבי

מיזמים שהחלו בהפקה מסחרית עד ליום 1.1.2014.

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%;

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.

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ב. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011 (המשך):

1. (המשך):

(ב) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 יחולו,

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 השנתי המואץ לגבי נכס בר ניכוי 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, מגיש השותף המדווח של מיזם הנפט דוחות הכוללים, בין היתר, נתונים מצטברים בדבר תקבולים והשקעות לצורך חישוב ה-R פקטור, כאמור בסעיף 1 לעיל.

4. יצוין כי בין פקיד השומה למפעלים גדולים (להלן: "פשמ"ג") לבעלות הזכויות בחזקות לוותן נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של חזקות לוותן לשנים 2013-2015 אשר נגעו, בעיקרן, לאופן סיווגם וכימותם של נתונים בדוחות ההיטל של חזקות לוותן לאותן שנים. במהלך חודש אוקטובר 2018, הגיעו הצדדים להסכמות ביחס למחלוקות האמורות במסגרת הסכם שומות היטל לשנים 2013-2015, אשר קיבל בחודש אוקטובר 2018 תוקף של פס"ד ע"י בית המשפט המחוזי בתל אביב.

כמו כן, בין בעלות הזכויות לפשמ"ג נחתם בחודש דצמבר 2019 הסכם שומות היטל באשר לדוחות היטל לשנים 2016 ו-2017. עוד יצוין, כי נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, מתבררות במסגרת הליכי השגה מול פקיד השומה מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של חזקות לוותן לשנת 2018.

נוסף על כך, הגיעו בעלות הזכויות במיזם לוותן להסכמות עם רשות המיסים לעניין איחוד חזקות לוותן (צפון ודרום) כמיזם נפט אחד לצרכי החוק והדיווחים על פיו וזאת בהתאם להוראות סעיף 8(א) לחוק.

5. יצוין כי בין פשמ"ג לבעלות הזכויות במיזם תמר נתגלעו מחלוקות ביחס לדוחות ההיטל של מיזם תמר לשנים 2013-2018 אשר נוגעות, בעיקרן, לרישום תקבולים רעיוניים ולאופן הכרה וסיווג השקעות חיפוש והקמה במאגר תמר SW ותשלומי הקמה מאגר תמר SW (להלן ביחד: "הסוגיות שבמחלוקת"). יצוין, כי המחלוקות ביחס לדוחות ההיטל לשנים 2013-2017 נדונות בין הצדדים במסגרת ערעורים המתנהלים בפני בית המשפט המחוזי בת"א ואילו המחלוקות ביחס לדוח ההיטל לשנת 2018 נדונות במסגרת הליך השגה בפני פשמ"ג.

להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים ביחס לסוגיות שבמחלוקת, סיכויי קבלת טענות השותפות, ביחס למרבית הסוגיות שבמחלוקת, עולים על סיכויי דחייתן.

6. יצוין כי בין פשמ"ג לבעלות הזכויות במיזם אשקלון נתגלעו מחלוקות ביחס לדוח ההיטל של המיזם לשנת 2018, חלק השותפות בסכומים המצויים במחלוקת הינו בסך של כ- 1.3 מיליון דולר. בחודש מרץ 2021 הוגשה השגה על ידי בעלות הזכויות במיזם.

7. **תקנות מיסוי רווחים ומשאבי טבע:**

ביום 2.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ומשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "התקנות"). במסגרתן הוסדר נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט, לרבות אופן חישובן של המקדמות, מועדי תשלומן והדיווח עליהן.

התקנות הותקנו מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק ומטרתן להסדיר את נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט. התקנות עוסקות בקביעת חישובן של המקדמות, מועדי התשלום והדיווח עליהן, כהגדרתן בחוק.

השותפות שילמה בשנת 2020 מקדמות בגין היטל רווחי נפט בסך של כ-2 מיליון דולר בגין זכויותיה בפרויקט תמר. על פי הערכת השותפות ואומדניה, בהתבסס על המחלוקות הקיימות עם רשות המיסים, מקדם ההיטל בפרויקט תמר גדול מ-2 ומשכך, רשמה השותפות הוצאות בגין היטל רווחי נפט וגז בסך של כ-3.8 מיליון דולר.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 20 - היטל רווחי נפט וגז ומסים (המשך):

ג. מקדמות מס ע"ח המס בו חייבים בעלי יחידות ההשתתפות:

1. סכומי מקדמות המס לשנים 2018 ועד 2020 חושבו על-פי שיעורי המס החלים על חברות דהיינו 23%.
2. על פי הוראות סעיף 19 לחוק (להלן: "סעיף 19") חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח (מאושר על ידי רו"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 הזכאים בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (דהיינו, 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 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.

ד. תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון), התשפ"א-2021:

ביום 7.1.2021 (לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי) פורסם לתגובת הציבור תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון), התשפ"א-2021 (להלן: "התזכיר המוצע") במסגרתו הוצעו מספר תיקונים לחוק, ובכלל זאת הוצע: (1) לתקן את סעיף 11 לחוק באופן שיאפשר לרשות המיסים לגבות היטל שנוי במחלוקת כבר לאחר החלטת רשות המיסים בהשגה על שומת ההיטל ולפני בירור המחלוקת בבית המשפט; (2) תיקון סעיף 13 לחוק באופן אשר יחייב את אישור דוחות ההיטל על ידי רואה חשבון כהגדרתו בחוק רואה חשבון, התשט"ו-1955; (3) תיקון סעיפים 14-15 לחוק באופן שיאפשר להאריך את תקופת השומה של דוחות ההיטל משנה ממועד הגשת דוחות ההיטל לפרק זמן של ארבע שנים מתום השנה שבה הוגש דוח ההיטל; (4) הוספת סעיף 16 לחוק שעניינו בהחלת הוראות סעיף 86 לפקודה בעניין סמכות פקיד השומה להתעלם מעסקאות מסוימות; ו-(5) הוספת סעיף 41 לחוק שעניינו בהקניית סמכות לפקיד השומה להטיל קנס על הגרעון הנובע מהפער בין החיוב בהיטל בפועל אל מול תשלום ההיטל לפי שומה עצמית. אין וודאות האם ומתי יתקבל התזכיר המוצע וכן באיזו מתכונת (ככל שיתקבל).

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:

א. יתרות:

31 בדצמבר 2019		31 בדצמבר 2020		ביאור	
צדדים קשורים ובעלי ענין	חברות אם	צדדים קשורים ובעלי ענין	חברות אם		
1,958	1	3,097	-		לקוחות
3	28	933	8	5	חייבים ויתרות חובה
33,002	1,946	23,125	2,199	א8	נכסים אחרים לזמן ארוך
2,348	2,243	2,366	2,119	9	זכאים ויתרות זכות
3,352	56	1,523	38		יתרת חובות שוטפים הגבוהה ביותר במשך השנה

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2020 :

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
21,868	384	14 הכנסות ממכירת גז ⁴³
19,074	6,127	15 הוצאות בגין תמלוגי על
-	960	12א הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
276	-	גמול דירקטורים
66	-	6 גמול דירקטורים בחברה כלולה
-	(44)	12א החזר הוצאות מחברה אם
-	368	12א עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	2,954	13א הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	131	12א ביטוח נושאי משרה

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2019 :

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
14,451	-	14 הכנסות ממכירת גז ⁴⁴
217	(29)	5א7 עלויות רכישת גז במסגרת הסדרה מסחרית
26,363	6,374	15 הוצאות בגין תמלוגי על
-	960	12א הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
249	-	גמול דירקטורים
151	-	6 גמול דירקטורים בחברה כלולה
-	68	12א החזר הוצאות מחברה אם
-	368	12א עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	2,375	13א הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	257	12א ביטוח נושאי משרה
9,040	-	19א דיבידנד

⁴³ כולל חלקו של צד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 5א7.

⁴⁴ כולל חלקו של צד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 5א7.

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין (המשך):

לשנה שהסתיימה ביום 31.12.2018 :

צדדים קשורים ובעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
13,581	-	14 הכנסות ממכירת גז ⁴⁵
-	(105)	5ג7 עלויות רכישת גז במסגרת הסדרה מסחרית
17,642	14,481	15 הוצאות בגין תמלוגי על
-	960	12א הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
193	-	גמול דירקטורים
-	16	4י21 החזר הוצאות מחברה אם
-	402	4י12 עמלת ערבות לקבוצת דלק
-	1,836	13ז הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
177	-	5י21 ביטוח נושאי משרה

ג. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו"):

מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו" או "המנכ"ל") מכהן כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף של משרה מלאה (100%) החל מיום 1.4.2011. בתקופה שמיום 3.7.2018 ועד ליום 14.3.2020 כיהן מר אבו בתפקידו הנוכחי כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף משרה של 80% (במקום 100%), וכן כיהן במקביל לכך כמנכ"ל דלק אנרגיה בהיקף משרה של 20%.

יובהר כי עלות העסקתו של מר אבו חלה על השותף הכללי בלבד במסגרת שירותי הניהול שמעמיד השותף הכללי לשותפות.

ביום 10.7.2019 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות את תנאי כהונתו והעסקתו של מר אבו, לפיהם, בין היתר, תקופת העסקתו תוארך ב- 3 שנים נוספות, היינו עד ליום 30.4.2024; משכורתו החודשית הכוללת עומדת החל מיום 1.5.2019 על 160 אלפי ש"ח (במונחי ברוטו) (100%) (להלן: "השכר החודשי"), המעודכן בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן (חיובי בלבד) אחת לשלושה חודשים; המנכ"ל יהיה זכאי לתנאים הנלווים המקובלים בקרב מנהלים במשק; המנכ"ל יהיה זכאי לבונוס שנתי בכל שנה קלנדרית ובונוס מיוחד חד פעמי, בהתאם למדיניות התגמול; במקרה של סיום העסקתו, יהא זכאי המנכ"ל למענק הסתגלות ולמענק פרישה בהתאם למדיניות התגמול. המנכ"ל זכאי לכ- 2,742,231 יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (להלן בסעיף זה: "יחידות ההשתתפות")) (כפוף להתאמות כמפורט בהסכם ההעסקה) (להלן: "יחידות הפאנטום החדשות"). יחידות הפאנטום החדשות הינן בנוסף ליחידות הפאנטום הקיימות כהגדרתן להלן בסעיף זה. יחידות הפאנטום החדשות תבשלנה בשלוש מנות (להלן: "החבילה הכוללת"), כאשר כל אחת מן המנות הכלולות בחבילה הכוללת תהיה ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לחלוף שנה ממועד ההבשלה של המנה השלישית (קרי: 1.6.2023).

השווי ההוגן של יחידות הפאנטום החדשות שהוענקו למנכ"ל נכון ליום 10.7.2019 מסתכם לסך של כ- 5.4 מיליון ש"ח (הערכת השווי ההוגן בוצעה על-פי המודל הבינומי). ההנחות העיקריות עליהן התבססה הערכת השווי האמורה הינן כדלקמן: (1) מחיר מימוש של 10.79 ש"ח למנה הראשונה בתוספת של 5% מידי שנה; (2) מחיר יחידת השתתפות של כ- 9.96 ש"ח; (3) סטיית תקן בשיעור של 32.2%;

⁴⁵ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור בהסדרה המסחרית, כאמור בביאור 5ג7.

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ג. תנאי העסקה מנכ"ל השותף הכללי מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו") (המשך):

(4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 0.71%; (5) אורך חיים חוזי של 3.9 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה 0%; (7) הגבלת הטבה כמפורט לעיל.

במסגרת תנאי העסקתו והסכמי העסקתו משנת 2016, השותף הכללי העניק למר אבו כ-2,959,860⁴⁶ יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (כפוף להתאמות כמפורט בהסכם ההעסקה) (להלן: "יחידות הפאנטום הקיימות").

יחידות הפאנטום הקיימות תבשלנה בחמש מנות כאשר המנות הראשונה והשנייה הבשילו ביום 1.9.2017 והמנה השלישית ביום 1.9.2018, המנה הרביעית הבשילה ביום 1.9.2019 והמנה החמישית הבשילה ביום 1.9.2020 (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 (קרי: 30.6.2021). 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 13.4.2016 (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 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום הכוללה במנה הממומשת במועד ההענקה.

בשנת 2020 קיבל מר אבו מענק שנתי בסך של 2,169 אלפי ש"ח בגין שנת 2019 (2019: 1,650 אלפי ש"ח בגין שנת 2018; 2018: 2,200 אלפי ש"ח בגין שנת 2017). המענקים האמורים שולמו בהתאם ליעדים שהוגדרו מראש על ידי ועדת התגמול והדירקטוריון.

ד. ביום 8.1.2020 מונה מר גבי לסט לשמש כיו"ר הדירקטוריון של השותף הכללי לאחר פרישתו של מר אסי ברטפלד. בנוסף, ביום 7.1.2020 מונה מר עידן וולס, מנכ"ל קבוצת דלק, לדירקטור בשותף הכללי וביום 10.9.2020 מונה מר תמיר פוליקר, משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי קבוצת דלק, לדירקטור בשותף הכללי לאחר פרישתו של מר ברק משרקי.

ה. בהמשך לאמור בביאור 4ג7 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 ניא אותה ליתן את הערבות, בתמורה לתשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות (ראה ביאור 412 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;

⁴⁶ במסגרת מיזוג השותפויות הוחלפו 7,734,410 יחידות פאנטום שותפות אבנר ל 1,453,835 יחידות פאנטום של השותפות.

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ה. (המשך):

2. (המשך):

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 לאחוזי 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.

על פי הסכם הזיכיון, שינוי בשליטה בקבוצת דלק או בשותפות, במישרין או בעקיפין, טעון אישור מראש של רפובליקת קפריסין.

ו. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין:

1. ראה ביאורים 12 ו-15 לעיל בקשר עם תשלום תמלוגים בין השותפות לבעלי השליטה בה ולצד קשור.
2. לשותפות יש הסכמי מכירת גז עם חברת דלק אי.פי.פי. אשקלון בע"מ (להלן: "דלק אשקלון"), אי.פי.פי. דלק שורק בע"מ ודלק ישראל בע"מ (חברות קשורות) (ראה ביאורים 12 ו-12ג לעיל). לפרטים לגבי היקפי המכירות, ראה סעיף ב לעיל, בדבר הכנסות ממכירת גז לבעלי ענין אחרים.
להלן פרטים בדבר הסכם לאספקת גז טבעי דלק אשקלון:

בחודש אוגוסט 2005 נחתם בין שותפי פרויקט ים תטיס לבין דלק אשקלון הסכם לאספקת גז, לפיו ניתנה לדלק אשקלון אופציה לרכישת כמות נוספת של גז טבעי, על בסיס מזדמן, מעבר לכמויות נשוא ההסכם המקורי בין הצדדים (להלן: "ההסכם המקורי").

לאור הירידה המתמשכת ביכולת אספקת הגז הטבעי ממאגר מרי B, נחתם תיקון להסכם מחודש נובמבר 2012 ובו הוסכם על עדכון הכמות היומית המקסימאלית אותה דלק אשקלון תהיה זכאית לרכוש, בכפוף למגבלה על הכמות השנתית המקסימאלית הקבועה בהסכם המקורי. בגין הכמות היומית הנוספת, תשלם דלק אשקלון מחיר שיחושב בהתאם לנוסחה המתבססת על תעריף ייצור החשמל והכוללת "מחיר רצפה". תוקף ההסכם הינו עד ליום 30.6.2022 ויתרת הכמות החוזית לאספקת הינה כ- BCM 0.35.

3. השותף הכללי בשותפות התקשר עם קבוצת דלק, בהסכם שכירות בקשר עם המשרדים המשמשים את השותף הכללי והשותפות, ובכלל זה בהסכם דמי ניהול (ראה ביאור 12א). השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון (ראה ביאור 12ז) בגין חלקה בהטבה הנ"ל בסך של כ- 339 אלפי דולר (2019: כ- 394 אלפי דולר; 2018: כ- 367 אלפי דולר).

4. ביום 24.7.2018 אישרה האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות התקשרות עם קבוצת דלק בהסכם המסדיר חלוקת עלויות העסקת עובדים. במסגרת תנאי ההתקשרות נקבע, בין היתר, שההתקשרות הינה לתקופה של שלוש שנים שתחילתה מועד אישור האסיפה הכללית.

ההסדר יחול על עובדים ונושאי משרה בתחומים שהוגדרו מראש, היקף העסקת העובדים על ידי חברות קבוצת דלק לא יעלה על 5% משרה בהיקף משרה ממוצע שנתי, עלות העסקה כוללת שתישא קבוצת דלק כוללת, בין היתר, שכר, אופציות, נלוות לשכר, חלק יחסי בעלויות משרד ותקורות משרדיות אחרות.

5. בחודש דצמבר 2018 התקשרו השותפות והשותף הכללי בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, במסגרת הפוליסה הנערכת על ידי קבוצת דלק לתקופה מיום 1.1.2019 ועד ליום 30.6.2020 סכום הפרמיה עבור כל תקופת הביטוח תעמוד על כ- 380 אלפי דולר. סכום ההוצאה שנרשמה בדוח על הרווח הכולל הסתכם בסך של כ- 131 אלפי דולר (2019: 257 אלפי דולר; 2018: 178 אלפי דולר). ביום 27.5.2020 אישרו ועדת התגמול וועדת הביקורת וביום 25.6.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאשר לשותף הכללי ו/או לשותפות להתקשר בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית של קבוצת דלק בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת

ביאור 21 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):
ו. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין (המשך):

5. (המשך):

(Run Off), לתקופה שתחילתה ביום 1.7.2020 וסופה ביום 30.6.2027 בפרמיה של כ- 632 אלפי דולר לתקופה כאמור, בתנאים העומדים בתנאי המסגרת.

6. לעניין הסדרה מסחרית לאספקת גז טבעי בין שותפי ים תטיס לבין שותפי תמר וכן בין שותפי ים תטיס לבין שותפי לווייתן, ראו ביאור 5ג7 לעיל. בשנת 2020 חלקה של השותפות בהכנסות מכירת גז לחלקה של קבוצת דלק בפרויקט ים תטיס הסתכמה לסך של כ- 384 אלפי דולר.

7. לשותפות היו במהלך שנת הדוח התקשרויות נוספות שלקבוצת דלק יש בהן ענין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות כגון: קבלת שירותי "דלקן" מדלק ישראל, קבלת שירותי דיווח למע"מ מקבוצת דלק וקבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל.

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 - השווי ההוגן נקבע על פי הסכום לתשלום לפי דרישה בתאריך פירעון 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 הכלולים 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 2020 (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:

31.12.2020			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
242,200	242,200	-	-
72,300	-	72,300	-
314,500	242,200	72,300	-
17,033	-	-	17,033
331,533	242,200	72,300	17,033

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

- תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

- הלוואה לחברת אנרגיאן ממכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר:

- השקעות במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר

סה"כ נכסים פיננסיים

31.12.2019			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
161,900	161,900	-	-
84,700	-	84,700	-
246,600	161,900	84,700	-
46,354	-	-	46,354
292,954	161,900	84,700	46,354
5,523	5,523	-	-
5,523	5,523	-	-

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

- תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

- הלוואה לחברת אנרגיאן ממכירת חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)

סה"כ נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר:

- השקעות במכשירים הוניים שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר

סה"כ נכסים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר:

- עסקאות גידור תזרים מזומנים בקשר עם ריבית מימון פרויקט לויתן

סה"כ התחייבויות פיננסיות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ב. היררכיית השווי ההוגן (המשך):

התאמה בגין מדירות שווי הוגן המסווגות ברמה 3 במדרג השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020

סך-הכל	עסקאות גידור תזרים מזומנים	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית
156,377	(5,523)	161,900
80,266	(34)	80,300
10,314	10,314	-
(4,757)	(4,757)	-
<u>242,200</u>	<u>-</u>	<u>242,200</u>

יתרה ליום 1 בינואר

מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד

מימושים/ תקבולים

מדידה מחדש שהוכרה ברווח כולל אחר

יתרה ליום 31 בדצמבר

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2019

סך-הכל	עסקאות גידור תזרים מזומנים	תמלוגים מבוססי הפקה עתידית	פקדונות מובנים
118,074	-	113,100	4,974
48,453	(373)	48,800	26
(5,000)	-	-	(5,000)
(5,150)	(5,150)	-	-
<u>156,377</u>	<u>(5,523)</u>	<u>161,900</u>	<u>-</u>

יתרה ליום 1 בינואר

מדידה מחדש שהוכרה ברווח או הפסד

רכישות

מימושים/ תקבולים

מדידה מחדש שהוכרה ברווח כולל אחר

יתרה ליום 31 בדצמבר

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

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 :

ליום 31 בדצמבר 2020	
שווי הוגן	ערך ספרים
391,716	393,806
666,022	635,359
2,500,236	2,219,341
3,557,974	3,248,506

אגרות חוב:

סדרה א'

תמר בונד

לוויתן בונד

סך הכל

ליום 31 בדצמבר 2019	
שווי הוגן	ערך ספרים
395,136	397,211
995,024	953,619
1,390,160	1,350,830

אגרות חוב:

סדרה א'

תמר בונד

סך הכל

ד. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר	
2020	2019
69,979	171,046
269,896	166,377
145,681	46,862
20,212	78,586
340,697	312,228
846,465	775,099

נכסים פיננסיים:

מזומנים ושווי מזומנים

השקעות ופקדונות

לקוחות

חייבים ויתרות חובה

נכסים אחרים לזמן ארוך

סך הכל נכסים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות:

זכאים ויתרות זכות

נגזרים פיננסיים

אגרות חוב (ראה ביאור 10 לעיל)

התחייבויות לתאגידים בנקאיים (ראה ביאור 10 לעיל)

36,075	155,572
-	5,523
3,248,505	1,350,831
-	1,927,271
3,284,580	3,439,197

סך הכל התחייבויות פיננסיות

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

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 הליבור. 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.

1. 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 בסך של כ-6.8 מיליון דולר אשר נרכשו בסמוך למועד הדוח לצורך חלוקה למחזיקי יחידות ההשתתפות בחודש ינואר 2020. סיכון שער חליפין נובע בעיקר מנכסים והתחייבויות הנקובים בש"ח ומהעובדה שמקדמות המס שמשלמת השותפות בעבור מחזיקי יחידות ההשתתפות 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, היתה השותפות, עד חודש אוגוסט 2020 חשופה לשינויים אפשריים בתזרים המזומנים העשויים לנבוע משינויים בריבית הליבור, בעיקר מהסכם למימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן אשר ההתחייבויות בגינו נפרעו במסגרת הנפקת אגרות החוב לווייתן בונד כאמור בביאור 10 לעיל. במסגרת מדיניות ניהול הסיכונים של השותפות ביצעה השותפות במהלך שנת 2019 עסקאות גידור תזרים מזומנים מסוג IRS המגדרות את הסיכויים בריבית הליבור בהיקף של כ-743.9 מיליון דולר אשר נפרעו בחודש אוגוסט 2020 במסגרת הנפקת אגרות החוב לווייתן בונד, כאמור, ההתחייבות בגין עסקאות הגידור במועד הפירעון עמדה על כ-10.3 מיליון דולר. לשותפות היו במהלך שנת 2019 השקעות לזמן קצר הנושאות ריבית משתנה.

להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר

2019	2020
313,996	333,029
63,721	4,603
2,266	1,256
<u>379,983</u>	<u>338,888</u>
5,523	-
1,927,271	-
<u>1,932,794</u>	-
<u>(1,552,811)</u>	<u>338,888</u>

מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:

נכסים:

פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
חייבים ויתרות חובה במסגרת עסקאות משותפות
חייבים לזמן ארוך במסגרת עסקאות משותפות

התחייבויות:

נגזרים פיננסיים
התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך

עודף נכסים (התחייבויות)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק (המשך):

2. סיכון ריבית (המשך):

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בריבית הליבור בשיעור 0.5%, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
גידול בשיעור הריבית	קיטון בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
1,694	(1,694)	2020
(7,764)	7,764	2019

בהמשך לאמור בביאור 8 ביקש עם מכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין, רשמה השותפות תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין בסך של כ- 242.2 מיליון דולר (ליום 31.12.2019 בסך של כ- 161.9 מיליון דולר) וסכומים לקבל בקשר עם הלוואה שניתנה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת חזקות כריש ותנין בסך של כ- 72.3 מיליון דולר (ליום 31.12.2019 בסך של כ- 84.7 מיליון דולר).
להלן מבחני רגישות בגין בריבית ההיוון כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2020

רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוון	-1%	-2%
(21,733)	(11,728)	242,200	12,188	25,386
(3,657)	(1,872)	72,300	1,965	4,029
(25,390)	(13,600)	314,500	14,153	29,415

תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין
הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת
חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
סך - הכול

ליום 31 בדצמבר 2019

רווח (הפסד) מהשינוי בריבית ההיוון				
2%	1%	שווי הוון	-1%	-2%
(18,188)	(9,535)	161,900	10,541	22,231
(4,853)	(2,492)	84,700	2,631	5,412
(23,041)	(12,027)	246,600	13,172	27,643

תמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין
הלוואה לחברת אנרג'יאן במסגרת מכירת
חזקות כריש ותנין (ראה ביאור 8 לעיל)
סך - הכול

3. סיכון מחיר:

סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט:

בחוזים לאספקת גז טבעי נקבע מחיר הגז על פי נוסחאות מחיר הכוללות רכיבי הצמדה שונים, ובכלל זאת הצמדה לתעריף ייצור החשמל, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), הצמדה למחיר חבית מסוג ברנט (Brent) והצמדה לשער החליפין שקל/דולר (ראה ביאורים 11 ו-12 להלן). בחוזים לאספקת גז טבעי עליהם חתמה השותפות נקבעו לצד נוסחאות המחיר גם מחירי רצפה אשר מגבילים במידה מסוימת את החשיפה לתנודות ברכיבי ההצמדה, אך אין ודאות שהשותפות תוכל לקבוע מחירי רצפה כאמור גם בחוזים חדשים שייחתמו על ידה בעתיד.

ירידה בתעריף ייצור החשמל (בין היתר, כתוצאה מהתאמה שתבקש חברת החשמל, ככל שתבקש, של המחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם חברת החשמל-תמר (ראה ביאורים 11 ו-12 ד) ו/או ירידה במחירי הברנט ו/או ירידה במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או עלייה בשער החליפין

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. סיכוני שוק (המשך):

3. סיכון מחיר (המשך):

שקל/דולר (פחות של הש"ח אל מול הדולר), עלולים להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים.

יצוין כי, השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו של תעריף ייצור החשמל מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו. בהקשר זה יצוין, כי ביחס לחלק מתחנות הכוח הפרטיות (לרבות תחנות שנמכרו על ידי חברת החשמל) הנהיגה רשות החשמל אסדרה בשם SMP (Marginal Price – System) לפיה בכל חצי שעה נקבע מחיר החשמל הסיטונאי לפי העלות השולית לייצור קוט"ש נוסף במשק, וזאת על בסיס מכרזים חצי שעתיים שנערכים על ידי מנהל מערכת החשמל בין יצרני החשמל השונים, מידי יום.

לשיטת התמחור האמורה עשויה להיות השפעה על מחירי הגז הטבעי אשר ימכרו על ידי השותפות ליצרני חשמל במשק המקומי, במקרה בו יוצמדו מחירי הגז בחוזים עתידיים לתמחור האמור.

הביקושים לגז טבעי של לקוחות השותפות ומחירו מושפעים, בין היתר, גם משינויים משמעותיים במחירי הגז הטבעי המופק מהמאגרים תמר ולוויתן, הן בשוק המקומי והן בשווקים הבינלאומיים. כך למשל, מחירי LNG נמוכים בשווקים הבינלאומיים עשויים להביא להגדלת יבוא של LNG לישראל ו/או לשווקים האזוריים, לצמצם את הביקושים לגז טבעי בשווקים הרלוונטיים לשותפות ולפגוע בהכנסות השותפות ממאגרי תמר ולוויתן. עלייה בהיצע, ירידה בביקוש או ירידת מחירים של מקורות אנרגיה חלופיים לגז טבעי (לרבות פחם ומוצרים אחרים) בשוק המקומי או בשווקים הבינלאומיים עשויה להקטין את הביקושים מצד הלקוחות הקיימים והפוטנציאליים ולהביא בירידה במחיר של הגז הטבעי שמוכרת השותפות, דבר שעלול להשפיע לרעה על השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותה.

רפורמות והחלטות הקשורות במשק החשמל ובמשק האנרגיה ככלל, לרבות שינויים בחוקי איכות הסביבה, עשויים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו.

נוסף לכך, התרחשויות מהותיות בכלכלה העולמית כדוגמת, האטה כלכלית, מיתון, אינפלציה, תנודתיות בלתי שגרתית בשערי מט"ח, מלחמות סחר, פגיעה בתפקוד יעיל של שרשראות הייצור והאספקה (supply chains) העולמיות, בכלל, ובמקטעי ההנדסה, הייצור והאספקה של רכיבים לתעשיית הנפט והגז, בפרט, כמו גם תנאי מזג האוויר, לרבות ההתחממות הגלובאלית, התפרצות מגיפות כדוגמת נגיף הקורונה ופגעי טבע, עלולים אף הם להקטין את הביקושים לגז הטבעי שמוכרת השותפות ו/או להשפיע על מחירו ו/או להשפיע לרעה על הכנסות השותפות מהסכמי מכירת הגז הקיימים והעתידיים, כמו גם על קבלת החלטות השקעה בפרויקטים חדשים של גז טבעי ו/או הרחבה של פרויקטים קיימים.

4. סיכון מחירי ניירות ערך וסחורות:

השותפות משקיעה לעיתים חלק מעודפי המזומנים שלה באגרות חוב דולריות ובכך חושפת עצמה לתנודתיות במחיר אגרות החוב המובנה בשוק זה. כמו כן השקיעה השותפות בקרנות סל ובפקדונות מובנים אשר התשואה הנובעת מהם תלויה בביצועי מדדים 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. לשותפות קיימת השקעה בחברת תמר פטורליום בע"מ אשר מסווגת כמכשיר הוני שיועד למדידה בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר וחשופה לתנודתיות של מחירי ניירות ערך. בהמשך לאמור בביאור 8 וסעיף 2 לעיל בקשר עם מכירת כלל זכויות השותפות במאגרים כריש ותנין ולאמור בביאור 11 לעיל בדבר התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו האפשרית על עסקי השותפות.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ו. סיכוני שוק (המשך):

4. סיכון מחירי ניירות ערך וסחורות (המשך):

להלן מבחני רגישות מורחבים בעקבות האירוע כאמור בגין שינוי במחירי הגז הטבעי והקונדנסט כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

ליום 31 בדצמבר 2020								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(22,832)	(15,775)	(10,981)	(5,478)	242,200	(1,421)	4,383	14,614	18,910
תמלוגים								
לקבל								
מחזקות								
כריש ותנין								

ליום 31 בדצמבר 2020								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(15,048)	(12,958)	(6,424)	(3,198)	242,200	3,490	(276)	6,577	13,378
תמלוגים								
לקבל								
מחזקות								
כריש ותנין								

ליום 31 בדצמבר 2019								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הגז הטבעי								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(22,773)	(13,335)	(7,797)	(2,337)	161,900	5,447	7,773	17,085	23,186
תמלוגים								
לקבל								
מחזקות								
כריש ותנין								

ליום 31 בדצמבר 2019								
רווח (הפסד) מהשינוי במחיר הקונדנסט								
-30%	-20%	-10%	-5%	שווי הוגן	5%	10%	20%	30%
(7,273)	(3,865)	(1,943)	(1,743)	161,900	1,737	3,467	6,911	7,325
תמלוגים								
לקבל								
מחזקות								
כריש ותנין								

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

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. הלקוחות העיקרים של השותפות בתקופת הדוח הינו חברת החשמל לישראל בע"מ אשר היוותה כ- 32% מהמכירות בשנת 2020 (כ- 46% מהמכירות בשנת 2019), נפקו אשר היוותה כ-19% מהמכירות בשנת 2020 ודולפינוס אשר היוותה כ- 17% מהמכירות בשנת 2020. יתרת הלקוחות ליום 31.12.2020 הינה יתרה שוטפת. השותפות מעריכה שסיכון האשראי מול חברת החשמל נמוך וכן כי סיכון האשראי ביחס לגז שהופק מול דולפינוס ונפקו הינו נמוך מאחר והיתרות השוטפות מולן מגובות בבטחונות שהועמדו על ידן.

(1) מחזור וגיוול יתרת לקוחות שערכם לא נפגם:

יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2020				הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020	
במחלוקת מעל 60 ימים	במחלוקת מעל 30 ימים	יתרה שוטפת	סה"כ		
-	-	17,774	17,774	296,582	חברת החשמל
-	-	39,428	39,428	178,963	נפקו
-	-	65,806	65,806	153,770	דולפינוס
-	-	22,673	22,673	289,807	לקוחות אחרים
-	-	145,681	145,681	919,122	סך-הכל

יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2019				הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2019	
במחלוקת מעל 60 ימים	במחלוקת מעל 30 ימים	יתרה שוטפת	סה"כ		
-	-	17,028	17,028	209,669	חברת החשמל
-	-	3,915	3,915	44,890	דליה
-	-	25,919	25,919	198,784	לקוחות אחרים
-	-	46,862	46,862	453,344	סך-הכל

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ז. סיכוני אשראי (המשך):

- (2) לשותפות מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות המוחזקים ברובם בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל ובחוו"ל. בהתאם, השותפות אינה צופה הפסדים מסיכון אשראי בגין יתרות אלה.
- (3) היתרה בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים כמוצג בפסקה ד לעיל מייצגת את החשיפה המקסימלית לסיכון אשראי לתאריך הדוח על המצב הכספי.
- (4) לשותפות סכומים לקבל בגין חברה כלולה בסך של כ- 22.5 מיליון דולר אשר נכללו בסעיף נכסים אחרים לזמן ארוך, הסכומים שוערכו על פי שיטת הריבית האפקטיבית בהתבסס על הערכות השותפות בקשר עם מועד השבתם וריבית המגלמת את סיכון האשראי המשקף את סביבת פעילותה של החברה הכלולה.

ח. סיכון נזילות:

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות וכן מהוצאות המימון והחוזרי 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.

השותפות שואפת להבטיח כי המזומנים, הפקדונות המוחזקים וההשקעות לזמן קצר בצירוף ההכנסות החזויות 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 על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריך הדוח על המצב הכספי:

2020	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים ועד שנה	מעל 3 חודשים			סך-הכל
			1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	
זכאים ויתרות זכות	36,075	-	-	-	-	36,075
אגרות חוב	-	588,289	1,156,037	1,162,012	1,375,563	4,281,901
סך-הכל	36,075	588,289	1,156,037	1,162,012	1,375,563	4,317,976

2019	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים ועד שנה	מעל 3 חודשים			סך-הכל
			1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	
זכאים ויתרות זכות	131,359	-	-	-	-	131,359
התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך	6,639	314,290	1,789,420	-	-	2,110,349
עסקאות לגידור תזרימי מזומנים	1,030	489	4,004	-	-	5,523
אגרות חוב	-	385,784	485,417	708,218	-	1,579,419
סך-הכל	139,028	700,563	2,278,841	708,218	-	3,826,650

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2020 (באלפי דולר)

ביאור 22 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ח. סיכון נזילות (המשך):

שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילות מימון:

יתרה ליום 31 בדצמבר 2020	השפעת שינויים בעלות מופחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 1 בינואר 2020	
3,248,506	-	5,283	1,892,393	1,350,830
-	-	18,898	(1,946,169)	1,927,271
36,462	136,946	-	(134,141)	33,657
3,284,968	136,946	24,181	(187,917)	3,311,758
				אגרות חוב התחייבויות לתאגידים בנקאיים רווחים לחלוקה שהוכרוזו והפרשה לתשלומי איזון ומס סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

יתרה ליום 31 בדצמבר 2019	השפעת שינויים בעלות מופחתת	תזרים מזומנים	יתרה ליום 1 בינואר 2019	
1,350,830	-	3,256	-	1,347,574
1,927,271	-	992	688,136	1,238,143
33,657	210,423	-	(211,451)	34,685
3,311,758	210,423	4,248	476,685	2,620,402
				אגרות חוב התחייבויות לתאגידים בנקאיים רווחים לחלוקה שהוכרוזו והפרשה לתשלומי איזון ומס סה"כ התחייבויות הנובעות מפעילות מימון

ביאור 23 - אירועים מהותיים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי :

- לפרטים בדבר אישור הממונה על ענייני הנפט, בקשר עם ביצוע פירוק ונטישה של מתקני פרויקט ים תטיס ראה ביאור 75ג.
- לפרטים בדבר המלצת ועדת הריכוזיות את שלא לאפשר לשותפות לזכות בהליך התחרותי ברישיון אלון D ראה ביאור 67ב.
- לפרטים בדבר הנתונים המעודכנים בנוגע למשאבים המיוחסים למאגרי כריש, תנין וכריש צפון ראה ביאור 8ב.
- לפרטים בדבר הסכם פשרה בין שותפי תמר לבין חברת החשמל ראה ביאור 12ג1.
- לפרטים בדבר הסכם פשרה בין שותפי לויתן לבין חברת החשמל ראה ביאור 12ג2.
- לפרטים בדבר התראה וזימון לשימוע בנוגע להפרה לכאורה של היתר ההזרמה לים שניתן לנובל בקשר עם אסדת לויתן ראה ביאור 12ב2.
- לפרטים בדבר התקשרות בהסכם הולכה לצורך ייצוא גז למצרים ראה ביאור 12ג וכן ביאור 12י8.
- לפרטים בדבר הסכם איזון למכר בנפרד ממאגר תמר ראה ביאור 12יד.
- לפרטים בדבר תזכיר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (תיקון), התשפ"א-2021 ראה ביאור 20ד.



פרטים נוספים על השותפות



2020

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ד'

פרטים נוספים על השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2020

שד' אבא אבן 19, הרצליה פיתוח, 4612001

כתובת:

פקסימיליה: 09-9712425

09-9712424

טלפון:

תאריך הדוח: 14 במרץ, 2021

תאריך המאזן: 31 בדצמבר, 2020

להלן פרטים נוספים אודות השותפות, לפי תקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים), התש"ל-1970 (להלן: "תקנות הדוחות"):

תקנה 8ב: הערכות שווי

להלן פרטים בדבר הערכת שווי מהותית מאוד, המצורפת לדוח זה, בנושא תמלוגים לקבל מחזקות I/16 "תנין" ו-I/17 "כריש"¹ (להלן: "חזקות כריש ותנין") אשר בבעלות חברת Energean Israel Limited (להלן: "אנרג'יאן") (לפרטים נוספים ראו ביאור 8ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה)).

(א) הערכת שווי תמלוגים לקבל ממכירת זכויות השותפות בחזקות כריש ותנין

זיהוי נושא ההערכה:	התמלוגים לקבל מחזקות כריש ותנין.
עיתוי ההערכה:	נכון ליום 31.12.2020.
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- 242 מיליון דולר ארה"ב (להלן: "דולר"), 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:	גיי.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

¹ חזקת I/17 "כריש" כוללת את המאגרים "כריש מרכז" ו"כריש צפון".

בן גוריון ותואר שני במתמטיקה פיננסית מאוניברסיטת בר אילן. למעריך השווי אין עניין אישי ו/או תלות בשותפות ו/או בשותף הכללי בשותפות, למעט העובדה שקיבל שכר טרחה עבור הערכת השווי. כמו כן, מעריך השווי אישר כי שכר טרחתו אינו מותנה בתוצאות הערכת השווי. כמו כן, ככל ויחויב מעריך השווי בפסק דין חלוט לשלם סכום כלשהו לצד שלישי בקשר לעבודה, תשלם השותפות למעריך השווי סכום בו יחויב מעריך השווי העולה על סכום שכר הטרחה המשולם בגין העבודה מוכפל פי 3. יצוין כי, התחייבות זו לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי מעריך השווי פעל בקשר עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות.	
שיטת היוון תזרימי מזומנים צפויים תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בתחזיות תזרימי המזומנים.	מודל ההערכה שמעריך השווי פעל לפיו:
להלן ההנחות העיקריות בבסיס הערכת השווי: 1. תקופת ההפקה מחזקת כריש: 1.4.2021 עד 31.12.2040; 2. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת כריש: כ- 3.91 BCM; קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת כריש של כ- 5.0 מיליון חביות; 3. תקופת הפקת הגז ממאגר תנין: 1.1.2027 עד 31.12.2036; 4. קצב הפקה שנתי ממוצע של גז טבעי מחזקת תנין: כ- 2.51 BCM; קצב הפקה שנתי ממוצע של קונדנסט מחזקת תנין של כ- 0.44 מיליון חביות; 5. שיעור היוון רכיב התמלוגים: 12.0%; 6. שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט: 11.5%; 7. נוסחת מחיר הגז: מחיר הבסיס בחוזים על-פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנוסחה המפורטת במנגנון המחירים בין אנרג'יאן לבין כ"ל ובז"ן ובין אנרג'יאן לבין OPC ושקלול מחיר הגז בחוזה של רמת חובב; 8. מחיר הקונדנסט: תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה- World Bank² וה- EIA³ ומחירי הפורוורד של הברנט ע"פ נתוני בלומברג ועל בסיס ההנחה כי מחיר הקונדנסט ייגזר ממחיר ה-Brent תוך התאמה להבדלי איכות נפט; 9. ביום 11.2.2021, פרסמה אנרג'יאן דוח משאבים מעודכן של D&M (להלן: "הדוח המעודכן"), מעריך עתודות ומשאבים מוסמך, לחזקות כריש ותנין. על-פי הדוח המעודכן כמות הגז בכריש מרכז הינה כ- 40.2 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 65.1 MMBBL, בכריש צפון כמות הגז הינה כ- 33.1 BCM וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 30.6 MMBBL ובתנין כמות הגז הינה כ- 25.1 BCM	ההנחות שלפיהן ביצע מעריך השווי את ההערכה, בהתאם למודל ההערכות:

וכמות הנוזלים הפחממניים הינה כ- 3.9 MMBBL. 10. היטל רווחי נפט: בהתאם לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011; 11. שיעור מס חברות: 23%.	

תקנה 9ד: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון

במקביל לפרסום דוח תקופתי זה, מפרסמת השותפות דוח מיידי בדבר מצבת ההתחייבויות של השותפות והחברות המאוחדות בדוחותיה הכספיים, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מהדוח התקופתי.

תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2020 ולשנת 2020 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

ביום 14.5.2019 פרסמה השותפות תשקיף מדף. לפרטים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 14.5.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-041106), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 11:

רשימת ההשקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה⁴

שם החברה	סוג נייר הערך	מס' מניות	סה"כ ע.ג.	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2020	שער המניות הרשומים למסחר בבורסה ליום 31.12.2020 (באגורות)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	יתרת הלוואות לחברות בנות כלולות נכון ליום 31.12.2020 (אלפי דולר)	עיקר תנאי ההלוואות		
								מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
ים תטיס בע"מ	מניות רגילות	48,500	48,500 ש"ח	-	-	48.5	-	-	-	-
דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ ⁵	מניות רגילות	100	100 ש"ח	-	-	100	-	-	-	-
לווייתן בונד בע"מ ⁶	מניות רגילות	100	100 ש"ח	-	-	100	100,000	יוני 2030	דולר	- ⁷
דלק אבנר (תמר בונד) בע"מ ⁸	מניות רגילות	200	200 ש"ח	-	-	100	-	דצמבר 2025	דולר	- ⁹
תמר צינור 10 אינטש בע"מ ¹⁰	מניות רגילות	22,000	2,200 ש"ח	-	-	22	-	-	-	-
לווייתן מערכת הולכה בע"מ ¹¹	מניות רגילות	45,340	4,534 ש"ח	-	-	45.34	-	-	-	-
NBL Jordan Marketing Limited ¹²	מניות רגילות	4,534	4,534 דולר	-	-	45.34	-	-	-	-

⁴ לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות, ראו סעיף 1.7 לפרק א' לדוח זה.

⁵ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך גיוס מימון חלקה של השותפות בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן. עם השלמת הנפקת אגרות החוב על-ידי לווייתן בונד בע"מ, נפרעו במלואן ההלוואות שהועמדו לשותפות לצורך גיוס מימון חלקה של בעלויות פיתוח פרויקט לווייתן כאמור, ולכן, נכון למועד אישור הדוח, דלק קידוחים (מימון לווייתן) בע"מ נמצאת בהליך של פירוק מרצון.

⁶ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.9 ו- 7.20.2 לפרק א' לדוח זה וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
⁷ כספי ההלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהנפיקה החברה הבת. לפרטים נוספים ראו ביאורים 4 ו- 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון. קרן ההלוואה אינה כוללת ריבית צבורה בסך של כ- 29 אלפי דולר. בנוסף בחשבונות החברה הבת מופקדים כ- 134 מיליון דולר.

⁸ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.1 ו- 7.20.3 לפרק א' לדוח זה וביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
⁹ כספי ההלוואה שימשו לפרעון מוקדם של קרן אגרות החוב שהנפיקה החברה הבת שבוצע בחודש יולי 2020. לפרטים נוספים ראו ביאור 10 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון. בנוסף בחשבונות החברה הבת מופקדים כ- 34.8 מיליון דולר.

¹⁰ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט תמר. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.3 ו- 7.3.4 (ב) לפרק א' לדוח זה.

¹¹ חברה ייעודית (SPC) שהוקמה לצורך קבלת רישיון הולכת גז טבעי מפרויקט לווייתן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.4 ו- 7.23.5 (יב)3 לפרק א' לדוח זה.

¹² החברה הוקמה לצורך התקשרות בהסכם אספקת הגז עם חברת החשמל הלאומית של ירדן. לפרטים נוספים ראו סעיפים 1.7.5, 7.11.5 (א)1 ו- 7.11.5 (ב)1 לפרק א' לדוח זה.

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות לחברות בנות ולחברות כלולות נכון ליום 31.12.2020 (אלפי דולר)	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	שער המניות הרשומים למסחר בבורסה ליום 31.12.2020 (באגורות)	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2020	סה"כ ע.ג.	מס' מניות	סוג נייר הערך	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי								
-	דולר	14-	47,950	25	-	75,000,000 דולר	5,000 דולר	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline B.V. (EMED B.V.) ¹³
-	-	-	-	100	-	-	5,000 יורו	5,000	מניות רגילות	EMED Pipeline Holding Limited ¹⁵
-	-	-	-	9.75	-	-	57,330,000 דולר	57,330,000	מניות רגילות	Eastern Mediterranean Gas Company S.A.E (EMG) ¹⁶

¹³ חברה ייעודית שהתאגדה בהולנד בקשר עם עסקת EMG (כהגדרת המונח בסעיף 7.25.5 בפרק א' לדוח זה), אשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED Pipeline Holding Limited (ראו ה"ש 15 להלן) – 25%; Noble Energy International Ltd. – 25%; וחברת Sphinx EG BV, חברה בת בבעלות מלאה (100%) של East Gas Company S.A.E (East Gas) – 50%. (לפרטים נוספים, ראו סעיף 1.7.7 לפרק א' לדוח זה).

¹⁴ ההלוואה הינה בגין השקעות השותפות בהשמשות צינור EMG, אשר בוצעה באמצעות EMED B.V. נכון למועד אישור הדוח, טרם נחתם הסכם ההלוואה וטרם הוגדר מועד פירעון סופי.

¹⁵ חברה ייעודית (SPC) שהתאגדה בקפריסין בקשר עם עסקת EMG (לפרטים נוספים, ראו סעיפים 1.7.7 ו- 7.25.6 לפרק א' לדוח זה).

¹⁶ EMG הינה חברה פרטית הרשומה במצרים, אשר בבעלותה צינור EMG, ואשר מניותיה מוחזקות, כדלקמן: EMED B.V. – 39% (ראו ה"ש 13 לעיל); PTT Energy Resources Company Limited – 25%; Egyptian General Petroleum Corporation – 9%; East Gas – 17%; Mediterranean Gas Pipeline Ltd. – 10% (לפרטים נוספים, ראו סעיפים 1.7.8 ו- 7.25.5 לפרק א' לדוח זה).

תקנה 12: שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות בתקופת הדוח

בתקופת הדוח, לא בוצעו שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות.

תקנה 13: הכנסות של חברות בת וחברות כלולות של השותפות והכנסות מהן (באלפי דולר)

שם החברה	רווח (הפסד) לפני מס	רווח (הפסד) כולל אחר	רווח (הפסד) אחרי מס	דיבידנדים שנתקבלו ליום 31.12.2020	דיבידנדים שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2020	מועדי תשלום דיבידנדים לאחר 31.12.2020	דמי ניהול שנתקבלו ליום 31.12.2020	דמי ניהול שנתקבלו (או) שהשותפות זכאית לקבל לאחר יום 31.12.2020	מועדי תשלום דמי ניהול לאחר יום 31.12.2020	ריבית	מועדי תשלום ריבית
דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ	650	650	650	-	-	-	-	-	-	-	-
לוויטן בונד בע"מ	(2,389)	(2,389)	(2,389)	-	-	-	-	-	-	-	-
דלק קידוחים (מימון לוויטן) בע"מ ¹⁷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED Pipeline Holding Limited	(7,804)	(8,756)	(8,756)	-	-	-	-	-	-	-	-
EMED B.V.	(30,738)	(30,827)	(30,827)	-	-	-	-	-	-	-	-

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ונושאי משרה בכירה¹⁸

(א) להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו בשנת הדוח, לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותף הכללי ו/או בשותפות ו/או בתאגיד בשליטתם בקשר עם כהונתם בשותף הכללי ו/או בשותפות ו/או בתאגיד בשליטתם וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם שירותים שניתנו כבעלי תפקיד בשותף הכללי ו/או בשותפות בשנת 2020 (באלפי דולר), כפי שהוכרו בדוחות הכספיים לשנת 2020¹⁹:

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי															
פרטי מקבל התגמולים				תגמולים עבור שירותים							תגמולים אחרים				סה"כ
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	ריבית	דמי שכירות	אחר		
יוסי אבו ²⁰	מנכ"ל דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: "השותף הכללי")	100%	0.05%	682.9	630.1	645.9	-	-	-	-	-	-	2195.9	2,054.8	
יוסי גבורה ²²	משנה למנכ"ל	100%	-	483.5	254.2	-	-	-	-	-	-	-	98	835.7	
יניב פרידמן	משנה למנכ"ל	100%	-	446	203.3	-	-	-	-	-	-	-	2353.4	702.7	
צבי קרץ'	סמנכ"ל אקספלורציה	100%	-	319.8	82	- ²⁴	-	-	-	-	-	-	42.5	444.3	
שרי זינגר קאופמן	יועצת משפטית, סמנכ"ל	100%	-	274.8	52.8	-	-	-	-	-	-	-	35.9	363.5	

¹⁸ לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי העניין המצוינים בטבלה, ראו תקנה 21(ב) להלן. התגמולים שניתנו לחלק מנושאי המשרה המצוינים בטבלה כוללים סך של כ- 17.4 אלפי דולר בהתאם להסכם המסדיר את אופן חלוקת עלויות עובדים, כמפורט בתקנה 22(ט) להלן.

¹⁹ הואיל ועלות מתן שירותי הניהול על-ידי השותף הכללי לשותפות (הכוללת, בין היתר, את עלות העסקתו של מר אבן), גבוהה מדמי הניהול ומהחזרי ההוצאות המשולמים לשותף הכללי (בהתאם להסכם השותפות כאמור בתקנה 21(ב)(7) להלן), נכללו בדוחות הכספיים של השותפות סך עלויות שירותי הניהול העולה על סך 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, בסכום של כ- 3 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו תקנה 21(ב)(7) להלן.

²⁰ החל מיום 3.7.2018 ועד ליום 14.3.2020 כיהן מר יוסי אבן כמנכ"ל דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "דלק אנרגיה") בהיקף משרה של 20% וזאת במקביל לכהונתו כמנכ"ל השותף הכללי בשותפות בהיקף משרה של 80%. החל מיום 15.3.2020 שב מר אבן לכהן כמנכ"ל השותף הכללי בשותפות בהיקף של משרה מלאה (100%), כמפורט בהרחבה בתקנה 21(ב)(2) להלן. מאחר שמר אבן מועסק על-ידי השותף הכללי אשר גם נושא בעלות העסקתו, היקף המשרה המצוין בטבלה הינו נכון ליום 31.12.2020.

²¹ כולל פדיון ימי חופשה.

²² מר יוסי גבורה מכהן כמשנה למנכ"ל בשותפות (בהיקף של 90% משרה) ובשותף הכללי (בהיקף של 10% משרה), ובהתאמה, נושאים השותפות (90%) והשותף הכללי (10%) בעלות העסקתו.

²³ כולל פדיון ימי חופשה.

²⁴ לא כולל שערור (הכנסה) כתבי אופציות שהוענקו בסך של כ- 14 אלפי דולר.

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
960	-	-	-	-	-	-	25960	-	-	-	-	-	השותף הכללי	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
280	-	-	-	42	-	-	-	-	-	238	-	-	המפקח	פאהן קנה ושות', רואי חשבון ומיכה בלומנטל, רו"ח, ביחד עם קידר פיקוח וניהול (להלן יחד: "המפקחים")
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	נאמן והשותף המוגבל	דלק נאמנויות קידוחים בע"מ
275.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275.8	-	-	-	דירקטורים חיצוניים ²⁶

²⁵ לפרטים נוספים בדבר דמי ניהול המשולמים לשותף הכללי מהשותפות, ראו תקנה 21(ב)(7) להלן.

²⁶ ה"ה עמוס ירון ויעקב זק מכהנים כדירקטורים חיצוניים בדירקטוריון השותף הכללי החל מיום 22.10.2015 (תקופת כהונה ראשונה אשר הוארכה ביום 10.10.2018 לתקופת כהונה נוספת בת 3 שנים, עד ליום 22.10.2021). מר אפרים צדקה מכהן כדירקטור חיצוני בדירקטוריון השותף הכללי החל מיום 1.4.2019 לתקופת כהונה בת 3 שנים, עד ליום 1.4.2022.

(ב) להלן פירוט אודות תנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה בשותפות ו/או בשותף הכללי :

(1) מדיניות התגמול

לעניין מדיניות התגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, אשר אושרה על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות ביום 10.7.2019 לתקופה של 3 שנים החל ממועד זה, ראו דוחות מיידים מהימים 23.5.2019, 3.6.2019, 1.7.2019, 2.7.2019, 3.7.2019 ו-10.7.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-043911, 2019-01-047886, 2019-01-056580, 2019-01-056889, 2019-01-057213 ו-2019-01-059625, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה (להלן: "דוחות זימון האסיפה" ו-"מדיניות התגמול", בהתאמה).

ביום 18.8.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תיקון לסעיף 13 למדיניות התגמול, לפיו ועדת התגמול הוסמכה לקבוע את סכומי הפרמיה וההשתתפות העצמית בפוליסות לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי שתרכוש השותפות, בהתאם לתנאי השוק כפי שישררו במועד רכישת הפוליסות, ולאחר התייעצות עם יועץ מומחה בתחום ביטוח זה, ובכפוף לגבולות אחריות הביטוח בפוליסות כפי שהוגדרו במדיניות, אשר נותרו ללא שינוי. לפרטים נוספים ראו דוחות מיידים מהימים 13.7.2020, 6.8.2020, 10.8.2020 ו-18.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-067288, 2020-01-085728, 2020-01-076858 ו-2020-01-080758, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך של הפניה.

(2) יוסי אבו

מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו" או "המנכ"ל") מכהן כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף של משרה מלאה (100%) החל מיום 1.4.2011. בתקופה שמיום 3.7.2018 ועד ליום 14.3.2020 כיהן מר אבו בתפקידו הנוכחי כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף משרה של 80% (במקום 100%), וכן כיהן במקביל לכך כמנכ"ל דלק אנרגיה בהיקף משרה של 20%.

תנאי כהונתו והעסקתו הקודמים של מר אבו היו מעוגנים בהסכם העסקה מחודש יוני 2016 שתנאיו אושרו ביום 14.4.2016 על-ידי ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי וביום 5.6.2016 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, בהתאם למדיניות התגמול הקודמת²⁷ (להלן: "הסכם 2016"). ביום 10.7.2019 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תנאי כהונתו והעסקתו מעודכנים למר אבו החל מיום 1.5.2019 ועד ליום 30.4.2024 בהתאם למדיניות התגמול (להלן: "תנאי 2019")²⁸, כך שתנאי כהונתו והעסקתו של מר אבו הינם, כדלקמן:

שכרו החודשי של מר אבו עומד על סך של כ-160 אלפי ש"ח ברוטו (100%)²⁹ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). מר אבו זכאי

²⁷ לעניין מדיניות התגמול הקודמת, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 15.4.2016, 30.5.2016 ו-5.6.2016 (מס' אסמכתאות: 2016-01-039408, 2016-01-049417 ו-2016-01-044880, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה (להלן: "מדיניות התגמול הקודמת"). יצוין כי, ביום 27.12.2018 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תיקון לסעיף 13 למדיניות התגמול הקודמת, בנושא ביטוח ושיפוי לדירקטורים ולנושאי המשרה. לפרטים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 20.11.2018, 21.11.2018, 26.12.2018 ו-27.12.2018 (מס' אסמכתאות: 2018-01-105829, 2018-01-106297, 2018-01-119173 ו-2018-01-119824, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

²⁸ לפרטים נוספים ראו דיווחים מיידים של השותפות מהימים 10.7.2019 ו-3.7.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-059625 ו-2019-01-057213, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

²⁹ נכון ליום 31.12.2020.

לתנאים הנלווים המקובלים בקרב מנהלים במשק ובכלל זה: הפרשות לקרן פנסיה ו/או לביטוח מנהלים; הפרשות לקרן השתלמות; ביטוח אובדן כושר עבודה; רכב (שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי המעסיק); נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב); השתתפות בהשתלמות מקצועית; חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה); דמי הבראה; דמי מחלה על-פי דין; ביטוח בריאות; פיצויי פיטורים (החל ממועד הסכם 2016 מר אבו הינו חתום על סעיף 14 לחוק פיצויי פיטורים, התשכ"ג-1963, ולפיכך פיצויי הפיטורים להם הוא זכאי החל ממועד זה הינם על-פי החוק כאמור); החזר הוצאות אש"ל מהשותף הכללי במסגרת ולצורך מילוי תפקידו בשותף הכללי, לרבות בגין הוצאות נסיעה מחוץ לישראל, הכל בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת לעת. כן, נכלל מר אבו בהסדרי ביטוח וזכאי לשיפוי ופטור לנושאי משרה. מר אבו זכאי לבונוס שנתי בכל שנה קלנדרית במהלך תקופת הסכם ההעסקה ובונוס מיוחד חד פעמי, בהתאם למדיניות התגמול וכפי שתעודכן מעת. במקרה של סיום העסקתו, יהא זכאי מר אבו למענק הסתגלות ולמענק פרישה, בהתאם למדיניות התגמול.

כמו כן, במסגרת הסכם 2016 העניק השותף הכללי 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 2016) (להלן: **"יחידות הפאנטום המקוריות"**)³⁰. נכון למועד זה, הבשילו כל יחידות הפאנטום המקוריות והן ניתנות למימוש עד לתום 90 יום לאחר סיום העסקתו של מר אבו על-פי הסכם 2016 (קרי: 30.6.2021). מחיר המימוש של יחידות הפאנטום המקוריות שהונפקו על-ידי השותף הכללי (להלן בסעיף זה: **"אופציות דלק"**) עומד על 11.33 ש"ח למנה הראשונה; מחיר המימוש של יחידות הפאנטום המקוריות 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), והכל בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה הראשונה.

על-פי הערכת שווי שקיבל השותף הכללי, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום המקוריות ליום 31.12.2020 הסתכם לסך של כ- 340 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2020 – 3.88 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואמים לחלוקת רווחים ומקדמות מס) חושב לפי 6.95 ש"ח (אופציות דלק)/7.32 ש"ח (אופציות אבנר) ש"ח למנה הראשונה, 7.51 ש"ח (אופציות דלק)/7.9 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השנייה, 8.11 ש"ח (אופציות דלק)/8.54 ש"ח (אופציות אבנר) למנה השלישית, 8.73 ש"ח (אופציות דלק)/9.16 ש"ח (אופציות אבנר) למנה הרביעית ו- 9.39 ש"ח (אופציות דלק)/9.86 ש"ח (אופציות אבנר) למנה החמישית; (3) סטיית תקן בשיעור של 76.91%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ- 0.035%; (5) אורך חיים חוזי של כ- 0.5 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר

³⁰ 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, כך שנכון למועד אישור דוח זה, למר אבו 2,959,860 יחידות פאנטום בשותפות.

תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 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. בנוסף, העניק השותף הכללי למר אבו, במסגרת תנאי 2019, 2,742,231 יחידות פאנטום (אשר נכס הבסיס שלהן הוא יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות)³¹ (להלן בסעיף זה: **"יחידות הפאנטום העדכניות"**). יחידות הפאנטום העדכניות תבשלנה³² בשלוש מנות, כאשר המנה הראשונה הבשילה ביום 1.6.2020, המנה השנייה תבשיל ביום 1.6.2021, והמנה השלישית תבשיל ביום 1.6.2022. כל אחת מהמנות הכלולות בחבילה הכוללת ניתנת למימוש החל ממועד ההבשלה של אותה מנה ועד לחלוף שנה ממועד ההבשלה של המנה השלישית (קרי: 1.6.2023). מחיר המימוש של יחידות הפאנטום העדכניות עומד על 10.79 ש"ח למנה הראשונה; 11.33 ש"ח למנה השנייה; ו- 11.89 ש"ח למנה השלישית.

על-פי הערכת שווי שקיבל השותף הכללי, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום העדכניות ליום 31.12.2020 הסתכם לסך של כ- 1.1 מיליון ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2020 – 3.88 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה (מתואמים לחלוקת רווחים ומקדמות מס) חושב לפי 10.05 ש"ח למנה הראשונה, 10.59 ש"ח למנה השנייה, 11.15 ש"ח למנה השלישית; (3) סטיית תקן בשיעור של 61.7%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ- 0.13%; (5) אורך חיים חוזי של כ- 2.42 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנלקח בחשבון - 0%; (7) הגבלת ההטבה המקסימאלית שתנבע למר אבו ממימוש כל יחידת פאנטום לא תעלה על 100% ממחיר המימוש שנקבע ליחידת הפאנטום. בשנת 2020 קיבל מר אבו מענק שנתי בסך של 2,169 אלפי ש"ח בגין שנת 2019. המענק השנתי הוענק למר אבו בהתבסס על הרכיבים הבאים:

(א) רכיב התלוי ביעד עסקי (40%) – (1) תחילת הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן; (2) פרסום דוח משאבים מעודכן לפרוספקט עמוק בחזקות לווייתן; (3) כניסה לנכס/י נפט נוסף/ים, אשר ביצוע קידוח כלול במסגרת תוכנית העבודה המתוכננת לגביו/הם; (4) קבלת רישיון הפקה במאגר אפרודיטה בקפריסין; (5) קבלת רישיון ייצוא למצרים להסכם בהיקף כולל של 30 BCM. מר אבו עמד במדדדים המפורטים בסעיף זה, ועל כן היה זכאי בגין רכיב זה למענק שנתי בסך של כ- 880 אלפי ש"ח; (ב) רכיב התלוי במבחנים הכמותיים שלהלן (35%) – (1) שינוי ברווח שנתי מתואם³³ (7%): המענק בגין השינוי ברווח הנקי המתואם³⁴ משולם בצורה לינארית בשל שינוי בשיעור של 90%-120%, כאשר תנאי הסף לעמידה במדד זה הינו שהרווח הנקי המתואם בשנה בגינה ניתן

³¹ מחירי המימוש, כמפורט לעיל, ו/או מספר יחידות הפאנטום העדכניות, כפופים להתאמות בנסיבות של חלוקת רווחים ו/או בנסיבות של תשלום מקדמות מס על-ידי השותף הכללי על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות ההשתתפות ו/או בנסיבות של חלוקת ניירות ערך בדרך של הטבה ו/או בנסיבות של פיצול ואיחוד הון ו/או בנסיבות של שינויים מבניים ו/או בנסיבות של הצעות ניירות ערך בדרך של זכויות ו/או בנסיבות של מיזוגים ורכישות.

³² השותף הכללי יהיה רשאי, בכפוף לאישור ועדת התגמול והדירקטוריון, לאשר האצה של תקופת ההבשלה בגין מלוא התגמול החווי, או מקצתו, בהתאם לתנאים שנקבעו לעניין זה במדיניות התגמול.

³³ 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"**).

³⁴ 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.

הבונוס לא יפחת מ- 50 מיליון דולר. בשנת 2019 השינוי ברווח הנקי המתואם היה בטווח שנקבע (כ-96%) ועל כן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ- 123 אלפי ש"ח; (2) ביצוע השקעות/ קבלת החלטת השקעה (14%): ביצוע השקעות בפועל על-ידי השותפות בנכס נפט בסך שלא יפחת מ- 50 מיליון דולר או לחילופין קבלת החלטת השקעה בנכס נפט בסך העולה על 300 מיליון דולר (100%). בשנת 2019 עמד מר אבו במדד המפורט בסעיף קטן (2) לעיל, כאשר בוצעו השקעות בפרויקט לווייתן ובפרויקט תמר בהיקף כולל של כ- 475 מיליון דולר, ועל כן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ- 308 אלפי ש"ח; (3) גיוס כספים/ חתימה על הסכמי מכירת גז טבעי/ חתימה על הסכמי ייצוא (14%): גיוס כספים כאשר חלק השותפות לא יפחת מ- 200 מיליון דולר או לחילופין חתימה על הסכמים מחייבים למכירת גז בהיקף שעולה על 25 BCM או לחילופין חתימה על הסכמי ייצוא. מר אבו עמד במדד המפורט בסעיף קטן (3) לעיל, בשל ההלוואות שהועמדו לשותפות בהיקף כולל של 300 מיליון דולר, ועל כן היה זכאי מר אבו בגין מדד זה למענק שנתי בסך של כ- 308 אלפי ש"ח; (ג) רכיב שיקול דעת הדירקטוריון (25%) – סך של כ- 550 אלפי ש"ח.

לפרטים נוספים אודות תנאי 2019, ראו דוחות מיידים של האסיפה מהימים 3.7.2019 ו- 10.7.2019 (מס' אסמכתאות: 2019-01-057213 ו- 2019-01-059625, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(3) יוסי גבורה

החל מיום 19.7.2012 ועד ליום 31.7.2017 כיהן מר יוסי גבורה (להלן: "**מר גבורה**") כמשנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות. החל מיום 1.8.2017, מכהן מר גבורה כמשנה למנכ"ל בשותפות (בהיקף של 90% משרה) ובשותף הכללי (בהיקף של 10% משרה), ובהתאמה, נושאים השותפות (90%) והשותף הכללי (10%) בעלות העסקתו (להלן בסעיף זה: "**המעסיק**").

שכרו החודשי של מר גבורה הינו בסך של כ- 125 אלפי ש"ח ברוטו³⁵ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר גבורה לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, הפרשות מלאות לתכנית פנסיונית, חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), 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. כמו 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

³⁵ נכון ליום 31.12.2020. בחודש ספטמבר 2020 אישרו ועדת התגמול והדירקטוריון עדכון לשכרו החודשי של מר גבורה החל ממשכורת חודש ספטמבר 2020 לסך של 125 אלפי ש"ח.

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. בשנת 2020 קיבל מר גבורה מענק שנתי בסך של 875 אלפי ש"ח בגין שנת 2019, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונס השנתי למנכ"ל.

(4) יניב פרידמן

מר יניב פרידמן (להלן: "**מר פרידמן**") מכהן כמשנה למנכ"ל בשותפות במשרה מלאה. יצוין כי, ביום 31.3.2021 יסיים מר פרידמן את תפקידו כמשנה למנכ"ל בשותפות. לפרטים נוספים, ראו דוח מידי של השותפות מיום 26.1.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-010639), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

שכרו החודשי של מר פרידמן הינו בסך של כ- 100 אלפי ש"ח ברוטו³⁶ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר פרידמן לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, הפרשות מלאות לתכנית פנסיונית, חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), 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. כמו 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 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. השותפות נושאת במלוא עלות העסקתו (100%).

בשנת 2020 קיבל מר פרידמן מענק שנתי בסך של 700 אלפי ש"ח בגין שנת 2019, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונס השנתי למנכ"ל.

(5) צבי קרץ'

מר צבי קרץ' (להלן: "**מר קרץ'**") מכהן כסמנכ"ל אקספלורציה בשותפות במשרה מלאה החל מיום 12.8.2014 (לפני כן הועסק כגיאולוג ראשי). שכרו החודשי של מר קרץ' הינו בסך של כ- 71 אלפי ש"ח ברוטו³⁷ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאי מר קרץ' לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), 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 נושא 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 ותניית אי תחרות לתקופה בת 9 חודשים. מר קרץ' זכאי למענק הסתגלות בסך של 50% משכר הברוטו שלו למשך כל תקופת אי התחרות (כלומר, מענק בסכום כולל של עד 4.5 משכורות חודשיות ברוטו). בתקופה זו תעמיד השותפות לרשותו של מר קרץ' את הרכב ואת הטלפון הנייד. השותפות נושאת במלוא עלות העסקתו (100%).

בנוסף לאמור, בחודש מרץ 2018 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי הענקת כ- 174,064 יחידות פאנטום למר קרץ', שנכס הבסיס שלהן הינו יחידת השתתפות המקנה זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות, אשר בעלותן נושאת השותפות (להלן בסעיף זה: **"יחידות הפאנטום"**). יחידות הפאנטום יבשילו בשלוש מנות שוות, המנה הראשונה הבשילה וניתנת למימוש החל מיום 12.3.2020 ועד ליום 12.3.2021, והמנה השנייה והמנה השלישית תהיינה ניתנות למימוש במהלך תקופה שתחילתה ביום 12.3.2021 וסיומה ביום 12.3.2022, 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 31.12.2020, אשר הוענקו למר קרץ', הסתכם לסך של כ- 36 אלפי ש"ח וחושב על-פי מודל בינומי בהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2020 – 3.88 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה חושב לפי 10.68 ש"ח למנה הראשונה, 11.27 ש"ח למנה השנייה, ו- 11.88 ש"ח למנה השלישית; (3) שיעור סטיית תקן – 29.5% למנה הראשונה; 33.1% למנה השנייה והשלישית; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של כ-0.13% למנה הראשונה ולמנה השנייה והשלישית של 0.2% שנים; (5) אורך חיים חוזי למנה הראשונה 0 שנים ולמנה השנייה והשלישית של 0.2 שנים; (6) שיעור נטישה לאחר תקופת ההבשלה שנקבע 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 ההענקתה.

כמו כן, בשנת 2020 קיבל מר קרץ' מהשותפות מענק שנתי בסך של 213 אלפי ש"ח בגין שנת 2020, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(6) שרי זינגר קאופמן

גב' שרי זינגר קאופמן (להלן: **"גב' זינגר"**) מכהנת כסמנכ"ל, יועצת משפטית, במשרה מלאה החל מחודש מאי 2018 (לפני כן החל מחודש מרץ 2012, עורכת דין ולאחר מכן יועצת משפטית).

שכרה החודשי של גב' זינגר הינו בסך של כ- 60 אלפי ש"ח³⁸ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתה (להלן בסעיף זה: "**הסכם ההעסקה**"), זכאית גב' זינגר לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, תכנית פנסיונית, ימי חופשה שנתית (לרבות זכאות לפדיון ימי חופשה), ימי מחלה ודמי הבראה. השותפות מעמידה לרשותה של גב' זינגר רכב כמקובל למעמדה ונושאת בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפות. כן זכאית גב' זינגר לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתה בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה, נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולרי, אינטרנט, עיתונים וכו'), בדיקות סקר רפואי וביטוח בריאות פרטי על חשבון השותפות, השתתפות בהשתלמויות מקצועיות, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידה 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 ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. השותפות נושאת במלוא עלות העסקתה (100%).

בשנת 2020 קיבלה גב' זינגר מהשותפות מענק שנתי בסך של כ- 180 אלפי ש"ח בגין שנת 2019, וזאת כנגזרת מרכיבי הבונוס השנתי למנכ"ל.

(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 והפסדים 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 לחודש³⁹ ובנוסף לדמי ניהול בשיעור של 7.5% ממחצית הוצאות השותפות בגין פעולות חיפוי נפט על בסיס רבעוני ולא פחות מסכום כולל של 120,000 דולר 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, התשכ"ח-1968 והוצאות הכנת אישורים לצורך מס,

³⁸ נכון ליום 31.12.2020.

³⁹ יצוין, כי דמי הניהול משולמים עבור ניהול השותפות ובכלל זה בגין שירותי הדירקטורים של השותף הכללי (שאינם דח"צים), מנכ"ל השותף הכללי, שירותי חשבון, 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 לסך של כ- 3 מיליון דולר.

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.

(8) המפקח

1. המפקח זכאי לקבל מאת הנאמן, מתוך נכסי הנאמנות שכר בסך של כ- 60 אלפי ש"ח⁴⁰ לחודש (בתוספת מע"מ). השכר החודשי יעודכן מדי שלושה חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן ביחס לשיעור המדד לחודש מאי 2017.

למרות האמור לעיל, במקרה של פרסום תשקיף (לרבות תשקיף מדף) יהיה זכאי המפקח לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים השווה ל- 40,000 דולר (בתוספת מע"מ, אם יחול) ללא תלות בשעות העבודה בפועל (להלן בסעיף זה: "**השכר הנוסף**"). 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 הצעת מדף שיפורסמו על-פי תשקיף מדף ו/או כל הנפקה שתבוצע על-פי תשקיף מדף ו/או כל גיוס שיבוצע על-פי תשקיף מדף (להלן בסעיף זה: "**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 עבודות לאחר פרסום תשקיף המדף כאמור.

כמו כן, זכאי המפקח לתשלום השווה בשקלים ל- 40,000 דולר (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.

בנוסף, זכאי המפקח להחזר הוצאות נוספות, בכפוף לאישור אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות או שההוצאות הינן במסגרת סכום ומסוגים שאושרו לכך על-ידי אסיפה כאמור. יצוין, כי ביום 22.12.2016 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, מבלי לגרוע מהוראות הסכם השותפות והסכם הנאמנות, כי סוגי ההוצאות בגינן יהיה המפקח זכאי להחזר הוצאות מתוך נכסי הנאמנות יכללו הוצאות נסיעה לשיבות האורגנים של השותפות, לשיבות 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.

⁴⁰ נכון ליום 31.12.2020. בתקופה שבין ה 1.1.2020 ועד ליום 30.5.2020 זכאי היה המפקח לשכר חודשי בסך של כ- 80 אלפי ש"ח.

2. ביום 18.8.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תקציב המפקח לצורך ייצוגו כמשיב בהליך המשפטי בקשר עם סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011. לפרטים נוספים בדבר האסיפה הנ"ל, ראו דוחות מיידים מהימים 10.8.2020 ו- 18.8.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-076858 ו- 2020-01-080758, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.
3. בהמשך לאישור אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תקציב למפקח בגין ליווי הליך השינוי המבני מיום 17.7.2019, ביום 3.3.2021 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות למפקח תוספת תקציב לשם המשך התקשרותו עם יועצים מקצועיים ושכר נוסף על שכרו החודשי לשם ליווי המפקח את הליך השינוי המבני. לפרטים נוספים בדבר האסיפות הנ"ל, ראו דוחות מיידים מהימים 2.7.2019, 17.7.2019, 8.2.2021 ו- 3.3.2021 (מס' אסמכתאות: 2019-01-056910, 2019-01-061854, 2021-01-015963 ו- 2021-01-025905, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.
4. בהמשך לאישור אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תקציב לליווי המפקח בהליך בחינת מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר (להלן: **"תביעת המפקח"**) מיום 6.9.2018, ביום 1.6.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תקציב המפקח לצורך התקשרות נוספת עם מומחה לצורך ליווי המפקח בתביעת המפקח וכן התקשרות עמו לצורך בחינת טיוטת ההנחיות שפרסם משרד האנרגיה, וזאת בהיקף כספי שלא יעלה על 200 אלפי ש"ח, בתוספת מע"מ. לפרטים נוספים בדבר האסיפות הנ"ל, ראו דוחות מיידים מהימים 2.9.2018, 12.9.2018, 25.5.2020 ו- 1.6.2020 (מס' אסמכתאות: 2018-01-081628, 2018-01-083635, 2020-01-052383 ו- 2020-01-056283, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה. כמו כן, ביום 3.3.2021 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות למפקח להשתמש ביועצים המשפטיים והכלכליים שנשכרו על-ידו לצורך ניהול תביעת המפקח גם לצורך מעקב ופיקוח על ניהול השותפות את ההגנה בתביעה שכנגד בעניין מועד החזר ההשקעה. לפרטים נוספים בדבר האסיפה הנ"ל, ראו דוחות מיידים מהימים 8.2.2021 ו- 3.3.2021 (מס' אסמכתאות: 2021-01-015963 ו- 2021-01-025905, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(9) הנאמן

הנאמן זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות שכר השווה ל- 1,000 דולר (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 אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות כי ה"ה עמוס ירון

ויעקב זק, אשר מונו ביום זה לדירקטורים חיצוניים על-ידי אסיפה כאמור, יהיו זכאים לגמול שנתי ולגמול השתתפות, בהתאם לסכומים הקבועים המופיעים בתוספת השנייה והשלישית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000 (להלן: "**תקנות הגמול**"), כפי שיהיו מעת לעת ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהיה מעת לעת. החל מתחילת כהונתו השנייה (קרי, 22.10.2018), מר זק, המסווג כדירקטור חיצוני מומחה, כהגדרת מונח זה בתקנות הגמול, יהיה זכאי לגמול השתתפות וגמול שנתי בגובה סכומי "הסכום המירבי" הקבועים בתוספת הרביעית לתקנות הגמול, כפי שיהיו מעת לעת, ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהא מעת לעת.

לפרטים נוספים בדבר מינוי הדירקטורים החיצוניים הנ"ל לתקופת כהונה שנייה, ראו דוחות מיידיים מהימים 20.9.2018 ו- 10.10.2018 (מס' אסמכתאות: 2018-01-085579 ו- 2018-01-091300, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

בהמשך להחלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 28.1.2019 למינוי מר אפרים צדקה כדירקטור חיצוני (החל מיום 1.4.2019), נקבע כי מר צדקה, המסווג כדירקטור חיצוני מומחה, כהגדרת מונח זה בתקנות הגמול, יהיה זכאי, החל מתחילת כהונתו כאמור, לגמול השתתפות וגמול שנתי בגובה סכומי "הסכום המירבי" הקבועים בתוספת הרביעית לתקנות הגמול, כפי שהיו מעת לעת, ובהתאם לדרגתה של השותפות, כפי שתהא מעת לעת.

לפרטים נוספים בדבר מינוי הדירקטור החיצוני הנ"ל, ראו דוחות מיידיים מהימים 16.12.2018 ו- 28.1.2019 (מס' אסמכתאות: 2018-01-115258 ו- 2019-01-008335, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 21א: בעל השליטה בשותפות

בעל השליטה בשותפות (בשרשור) הינו מר יצחק שרון (תשובה).

נכון למועד אישור הדוח, מחזיקה קבוצת דלק בע"מ (להלן: "**קבוצת דלק**"), הנשלטת על-ידי מר יצחק שרון (תשובה), במישרין ובעקיפין (באמצעות דלק אנרגיה והשותף הכללי, וכן באמצעות החזקה בעקיפין באבנר נפט וגז בע"מ) בכ- 54.66% מהון היחידות המונפק של השותפות⁴¹.

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 של בעל 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 אישור הדוח או שהיא עדיין בתוקף במועד אישור הדוח, למעט עסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 6 לחלק השלישי בפרק ב' לדוח זה (דוח

⁴¹ למיטב ידיעת השותפות ובהתאם לדיווחיה של קבוצת דלק, נכון למועד אישור הדוח, הרוב המכריע של היחידות שבבעלות קבוצת דלק משועבד לטובת מחזיקי אגרות החוב שהנפיקה קבוצת דלק.

(א) בהתאם להסכם השותפות, כפי שעודכן מעת לעת, זכאי השותף הכללי לדמי ניהול, כמפורט בתקנה 21(ב)(7)) לעיל. בהקשר זה יצוין כי, על-פי הוראות המעבר הכלולים בחוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015, התקשרות עם חברת השותף הכללי, שאושרה לפני יום התחילה של החוק (23 באפריל 2015) ושיש לאשרה שוב לאחר יום התחילה, תאושר בתוך שש שנים מיום התחילה (היינו, 23 באפריל 2021). נכון למועד אישור הדוח, בוחנת השותפות בעזרת יועציה המשפטיים את השלכות הוראות המעבר הנ"ל ביחס להסדר שנקבע בעניין זה בהסכם השותפות המוגבלת.

(ב) על-פי הסכם משנת 1993, זכאיות קבוצת דלק ודלק אנרגיה לקבלת תמלוגים מהשותפות, כמפורט בסעיף 7.25.10(ד)2 לפרק א' לדוח זה, ובכלל זאת היו זכאיות לתמלוגים מחלקה של השותפות בפרויקט תמר (להלן: "**תמלוגי תמר**") ומחלקה של השותפות בפרויקט לווייתן (להלן: "**תמלוגי לווייתן**"). בעקבות מכירת תמלוגי תמר על-ידי קבוצת דלק ודלק אנרגיה, החל מיום 1.6.2018 משלמת השותפות את תמלוגי תמר בגין חלקה של דלק אנרגיה לדלק תמלוגים (2012) בע"מ (להלן: "**דלק תמלוגים**")⁴² והחל מיום 1.12.2019 משלמת השותפות את תמלוגי תמר בגין חלקה של קבוצת דלק לקרנות המורים והגננות. כמו כן, בעקבות מכירת תמלוגי לווייתן מקבוצת דלק ודלק אנרגיה לדלק תמלוג על לווייתן בע"מ (להלן: "**דלק תמלוג על**"), החל מיום 28.10.2020 משלמת השותפות את תמלוגי לווייתן צפון ולווייתן דרום בגין חלקן של קבוצת דלק ודלק אנרגיה לדלק תמלוג על. בשנת 2020 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים ששולמו לקבוצת דלק ולדלק אנרגיה בגין פרויקט לווייתן בסך כולל של כ- 6.1 מיליון דולר, לדלק תמלוגים בגין פרויקט תמר, בסך כולל של כ- 14.7 מיליון דולר, ולדלק תמלוג על בגין פרויקט לווייתן, בסך כולל של כ- 1.5 מיליון דולר. עם השלמת מיזוג השותפויות (כהגדרת מונח זה בסעיף 1.6 בפרק א' לדוח זה), זכאית כהן פיתוח גז ונפט בע"מ (להלן: "**כהן פיתוח**")⁴³ לתמלוגים מהשותפות, כמפורט בסעיף 7.25.10(ד)3 לפרק א' לדוח זה. בשנת 2020 רשמה השותפות הוצאות בגין תמלוגים ששולמו לכהן פיתוח בגין הפרויקטים לווייתן ותמר בסך כולל של כ- 11.6 מיליון דולר.

(ד) לעניין התקשרויות בהסכמים לאספקת גז טבעי עם צדדים קשורים:

1. בהתאם להסכם מחודש אוגוסט 2005, כפי שתוקן בחודש נובמבר 2012, השותפות, ביחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס, מספקת גז טבעי לאי. פי. פי. דלק אשקלון בע"מ (להלן: "**דלק אשקלון**")⁴⁴, חברה שהוחזקה (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק. תוקף ההסכם הינו עד ליום 30.6.2022 ויתרת הכמות החוזית לאספקה הינה כ- BCM 0.35. בשנת 2020 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק אשקלון עמד על כ- 6.5 מיליון דולר.

2. ביום 3.12.2013 התקשרה השותפות⁴⁵, ביחד עם יתר שותפיה בפרויקט תמר

⁴² יצוין כי, העסקה כאמור איננה עוד מסווגת כעסקה שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי בה וזאת כתוצאה מהשלמת עסקה למכירת אחזקות קבוצת דלק בדלק תמלוגים מיום 29.12.2020.

⁴³ יצוין כי, העסקה כאמור איננה עוד מסווגת כעסקה שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי בה וזאת כתוצאה מהשלמת עסקה למכירת אחזקות קבוצת דלק בכהן פיתוח. לפרטים נוספים, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 20.4.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-035077), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

⁴⁴ יצוין כי, העסקה כאמור איננה עוד מסווגת כעסקה שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי בה וזאת כתוצאה מהשלמת עסקה למכירת אחזקות דלק ישראל בדלק אשקלון מיום 22.2.2021.

⁴⁵ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 3.12.2013 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי.

(להלן בסעיף זה: **"המוכרים"**) בהסכם לאספקת גז טבעי (להלן בסעיף זה: **"הסכם האספקה"** או **"ההסכם"**) עם חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: **"דלק ישראל"**), חברה בת של קבוצת דלק, בהיקף כולל של עד כ- 0.46 BCM (להלן בסעיף זה: **"הכמות החוזית הכוללת"**), בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם האספקה. תקופת הסכם האספקה התחילה במהלך הרבעון הראשון של שנת 2015 וצפויה להסתיים בתום כ- 7 שנים או במועד בו דלק ישראל תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם. דלק ישראל התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה. מחיר הגז שנקבע בהסכם יוצמד למחירי הברנט (Brent) הכולל "מחיר רצפה" ו- "מחיר תקרה", הכל בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם. בשנת 2020 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק ישראל עמד על כ- 729 אלפי דולר.

3. ביום 6.3.2014 התקשרה השותפות⁴⁶, ביחד עם יתר שותפיה בפרויקט תמר (להלן בסעיף זה: **"שותפי תמר"**), בהסכם לאספקת גז טבעי (אשר תוקן ביום 18.5.2015) (להלן בסעיף זה: **"ההסכם מתמר"**) עם אי.פי.פי דלק שורק בע"מ (להלן: **"דלק שורק"**)⁴⁷, חברה הנשלטת (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק. במסגרת ההסכם מתמר התחייבו שותפי תמר לספק לדלק שורק גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- 3.3 BCM (להלן בסעיף זה: **"הכמות החוזית הכוללת"**) וזאת בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם מתמר. תקופת ההסכם מתמר החלה במהלך הרבעון השלישי של שנת 2016 וצפויה להסתיים בתום כ- 15 שנים או במועד בו דלק שורק תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם. לצדדים קיימת זכות להאריך את תקופת ההסכם מתמר עד למועד שבו תצרך הכמות החוזית הכוללת ולתקופה של שנתיים נוספות לכל היותר. דלק שורק התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם מתמר. כמו כן, נקבע כי מחיר הגז בהסכם מתמר יוצמד לתעריף הייצור המשוקלל כפי שיקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל וכולל מחיר "רצפה", והכל בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם מתמר. יצוין כי, על-פי הוראות ההסכם מתמר, בהתקיים התנאים המפורטים בהסכם מתמר, תוכל דלק שורק להודיע לשותפי תמר על סיום מוקדם של ההסכם מתמר. בהתאם, ביום 11.11.2019 הודיעה דלק שורק לשותפי תמר על סיומו של ההסכם מתמר החל מיום 9.2.2020.

ביום 19.9.2019⁴⁸ נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי לווייתן (להלן בסעיף זה: **"שותפי לווייתן"**) לבין דלק שורק⁴⁹ (להלן: **"ההסכם מלווייתן"**). במסגרת ההסכם מלווייתן התחייבו שותפי לווייתן לספק לדלק שורק גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- 0.24 BCM לשנה וזאת בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם מלווייתן. תקופת האספקה על-פי ההסכם מלווייתן החלה בסמוך למועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט לווייתן ותסתיים בתום 9 שנים ממועד ההפעלה המסחרית של פרויקט לווייתן (להלן: **"תקופת הסכם האספקה"**), כאשר לדלק שורק נתונה הזכות

⁴⁶ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 6.3.2014 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי.

⁴⁷ יצוין כי, העסקה כאמור איננה עוד מסווגת כעסקה שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי בה וזאת כתוצאה מהשלמת עסקה למכירת אחזקות דלק ישראל בדלק שורק מיום 22.2.2021.

⁴⁸ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 19.9.2019 על-ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי.

⁴⁹ ראו הערת שוליים 47 לעיל.

להאריך את ההסכם מלוויתן בחמש שנים נוספות, במשלוח הודעה לשותפי לווייתן על רצונה לעשות כן, וזאת לא יאוחר מתום השנה השביעית ממועד ההפעלה המסחרית של פרויקט לווייתן. דלק שורק התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם מלווייתן (להלן: "הכמות המינימלית לחיוב"). מחיר הגז שנקבע בהסכם מלווייתן יוצמד לתעריף יצור החשמל, כפי שיקבע מעת לעת על-ידי רשות החשמל, וכולל "מחיר רצפה". להערכת השותפות, היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי לדלק שורק (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט לווייתן) בתקופת הסכם האספקה (וזאת בהתבסס על הערכה לגבי מחיר וכמות הגז הטבעי שתירכש במהלך תקופת ההסכם מלווייתן) עשוי להסתכם לכ- 600 מיליון דולר ארה"ב בתקופת ההסכם מלווייתן. יובהר כי, ההכנסות בפועל יגורו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתירכשנה בפועל על-ידי דלק שורק, תעריף ייצור החשמל ושער החליפין שקל-דולר.

בשנת 2020 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק שורק מהפרויקטים לווייתן ותמר עמד על כ- 14.6 מיליון דולר.

(ה) בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון בבלוק 12, נדרשת השותפות על-ידי רפובליקת קפריסין להעמיד ערבות ביצוע להתחייבויותיה על-ידי חברת האם של השותפות. בהתאם לכך, המציאה קבוצת דלק ביום 18.4.2013 ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום לטובת רפובליקת קפריסין להבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם הזיכיון (להלן: "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 ששולמה על-ידי השותפות עמדה על סך של 490 אלפי דולר בחמש השנים הראשונות ממועד העמדת הערבות, ומהשנה השישית ועד 25 שנים ממועד העמדת הערבות, עומדת 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 תשחרר קבוצת דלק מן הערבות באופן מוחלט, אם בגין מציאת ערב חלופי או בגין מכירה של הזכויות בבלוק 12 על-ידי השותפות, הוסכם בין השותפות לקבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר. סך עמלת הערבות ששילמה השותפות לקבוצת דלק בשנת 2020 הסתכמה ל- 368 אלפי דולר⁵⁰.

2. החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכניות/עבודות חדשה/ות בבלוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבלוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף עם Noble Energy International Ltd. (להלן: "נובל קפריסין" ו-"תוכנית עבודה בבלוק 12", בהתאמה)⁵¹, בהיעדר: (1) ביטוח המכסה הוצאות השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי לנזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר

⁵⁰ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 14.4.2013 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי וביום 18.4.2013 על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, לפרטים נוספים ראה דיווחים מיידיים של השותפות מהימים 18.4.2013 ו-14.4.2013 (מס' אסמכתא: 01-039418-2013 ו-01-036844-2013, בהתאמה), הנכללים בדוח זה על דרך ההפניה. ביום 8.7.2018 אישרה ועדת הביקורת שקיבוע התשלום בגין הערבות לתקופת ערבות של 25 שנה שנקבעה במועד אישור עסקת הערבות לראשונה הינה תקופה סבירה.

⁵¹ השותפות תמסור לקבוצת דלק הודעה מראש על כל כוונה לאשר תוכנית עבודה בבלוק 12.

ואחריות כלפי צד ג'⁵²; (2) אישור כדין של האורגנים המוסמכים בשותפות לתנאי ההתקשרות עם קבוצת דלק, כמפורט לעיל ולהלן ולהסדרים בעניין תשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות לקבוצת דלק.

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 ו/או 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.

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 חברת האם של נובל קפריסין (להלן: "**נובל חברת האם**"), ולבין חברת האם של BG Cyprus, הסכם 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:

⁵² 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.

- 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 בסעיף זה: "**ההתחייבות לשיפוי**").
- ג. התחייבות הצדדים כאמור אינה מוגבלת בסכום או בהיקף הכיסוי 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.
- (ז) 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 ים תטיס וכן הזכות לשדרג ו/או להקים מתקנים לצורך הובלה ואחסון של גז טבעי מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.25.11 בפרק א' לדוח זה⁵³.
- (ז) ביום 3.5.2020 נחתם בין השותפות, Noble Energy Mediterranean Ltd. (להלן: "**נובל**"), קבוצת דלק ורציו חיפושי נפט (1992) – שותפות מוגבלת (להלן: "**רציו**") הסכם לאספקת גז טבעי, אשר במסגרתו אספקת הגז ללקוחות אשר חתמו על הסכמים קודמים עם כל אחד משותפי ים תטיס תבוצע ממאגר לווייתן. בהתאם, שותפי ים תטיס שהינם שותפי לווייתן (השותפות ונובל), נוטלים מן הגז שברשותם, בהתאם לשיעור אחזקותיהם בפרויקט ים תטיס, ואילו יתרת הגז הנדרש לאספקה על-ידי כל אחד משותפי ים תטיס תירכש מרציו בהתאם לתמורה שנקבעה בהסכם כאמור שהינה המחיר הממוצע החודשי שנקבע בהסכמים אשר נחתמו בין שותפי לווייתן ללקוחותיהם במשק המקומי. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.7 בפרק א' לדוח זה.
- (ח) לעניין מנגנון התחשבות בין שותפי ים תטיס לבין שותפי תמר, ראו סעיף 7.25.11 בפרק א' לדוח זה וביאורים 57א ו- 57ב לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). בשנת 2020 חלקה של השותפות בהכנסות מכירת גז לחלקה של קבוצת דלק בפרויקט ים תטיס הסתכמה לסך של כ- 384 אלפי דולר.
- (ט) ביום 24.7.2018 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות, בהמשך לאישור ועדת הביקורת מהימים 7.3.2018 ו- 10.5.2018 ולאישור דירקטוריון השותף הכללי מהימים 12.3.2018, 14.5.2018 ו- 14.6.2018, את התקשרות השותפות עם קבוצת דלק בהסכם המסדיר את אופן חלוקת עלויות העסקתם של עובדים מקצועיים של

השותפות אשר יועסקו על-ידי קבוצת דלק וחברות בנות שלה, בהתאם ובכפוף לתנאי ההסדר, וזאת לתקופה של 3 שנים שתחילתה במועד אישור האסיפה כאמור. ביום 25.12.2020 אישרו וועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי בשותפות את התקשרות השותפות עם קבוצת דלק בתוספת להסכם המגבילה את אחריות השותפות ו/או העובדים ונושאי המשרה בה. בגין עלות העסקה כאמור, חייבה השותפות בשנת 2020 את קבוצת דלק בסך של כ- 41 אלפי דולר. לפרטים נוספים ראה דיווחים מיידיים של השותפות מהימים 24.7.2018 ו-17.6.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-070039 ו-2018-01-058279, בהתאמה).

(י) לעניין אישור תנאי מסגרת לתקופה של שלוש שנים להתקשרויות עתידיות של השותף הכללי ו/או השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית הנערכת על-ידי קבוצת דלק (להלן: "**תנאי המסגרת**" ו- "**הפוליסה הקבוצתית**"), בהתאמה, וכן התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת הפוליסה הקבוצתית ובהתאם לתנאי המסגרת, לתקופה מיום 1.1.2019 ועד ליום 30.6.2020 (להלן: "**הפוליסה העצמאית הקודמת**"), ראו תקנה 22(ט) לפרק ד' (פרטים נוספים על השותפות) בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2019, כפי שפורסם ביום 30.3.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-032010), אשר המידע המופיע בה נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(יא) ביום 27.5.2020 אישרה ועדת התגמול לשותף הכללי ולשותפות להתקשר בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת הפוליסה העצמאית הקודמת בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off), לתקופה שתחילתה ביום 1.7.2020 וסופה ביום 30.6.2027 בפרמיה של כ- 345 אלפי דולר לתקופה כאמור בתנאים העומדים בתנאים שנקבעו במדיניות התגמול הקודמת לעניין זה (כאמור בתקנה 21(ב)(1) לעיל). כמו כן, ביום 27.5.2020 אישרו ועדת התגמול וועדת הביקורת וביום 25.6.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי לאשר לשותף הכללי ו/או לשותפות להתקשר בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית של קבוצת דלק בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off), לתקופה שתחילתה ביום 1.7.2020 וסופה ביום 30.6.2027 בפרמיה של כ- 1,518 אלפי דולר לתקופה כאמור (חלק השותפות כ- 632 אלפי דולר לתקופת הביטוח), בתנאים העומדים בתנאי המסגרת.

(יב) לפרטים אודות מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, ראו תקנה 21(ב)(1) לעיל.

(יג) לפרטים אודות כהונתו של מר אבו כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף משרה של 80%, וכן כהונתו במקביל כמנכ"ל דלק אנרגיה בהיקף משרה של 20% (אשר אינה בתוקף נכון למועד אישור הדוח), ראו תקנה 21(ב)(2) לעיל.

(יד) לפרטים אודות כהונתו של מר גבורה כמנכ"ל בשותפות (בהיקף של 90% משרה) ובשותף הכללי (בהיקף של 10% משרה) וכן לאופן חלוקת העלויות לפיו נושאים השותפות (90%) והשותף הכללי (10%) בעלות העסקתו, ראו תקנה 21(ב)(3) לעיל.

(טו) מר רונן אדוארד מכהן כסמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי ובהתאם, בעלות העסקתו נושאים השותפות (30%) והשותף הכללי (70%).

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 דיווח למע"מ מדלק ישראל, קבלת שירותים ממלון NYX הרצליה מרשת מלונות פתאל, התחשבות עם קבוצת דלק ועם מר יצחק שרון (תשובה) בקשר עם הוצאות משפטיות במסגרת בקשה לאישור תובענה ייצוגית והתקשרות בפוליסה העצמאית הקודמת, כמפורט בתקנה 22(ו) לעיל.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה⁵⁴

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 31.12.2020, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 5.1.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-001794), אשר המידע המופיע בו נכלל 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 אישור הדוח, לשותפות אין ניירות ערך המירים.

⁵⁴ לפרטים אודות שינויים בהחזקות בעלי עניין בשותפות שבוצעו לאחר מועד דוח זה, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 5.1.2021 (מס' אסמכתא: 2020-01-001882), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 24ב: מרשם בעלי יחידות השתתפות של השותפות

שם המחזיק	כמות מוחזקת
קבוצת דלק	1
החברה לרישומים של בנק דיסקונט לישראל בע"מ	1,173,116,181.89
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
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

	פרטים	גבראל לסט	ליאורה פרט לוין	עידן וולס	תמיר פוליקר
1	מספר זיהוי:	004787933	057906919	033658246	059749408
2	תפקיד בשותף הכללי:	יו"ר הדירקטוריון	דירקטורית	דירקטור	דירקטור
3	תאריך לידה:	9.9.1946	12.10.1962	8.1.1977	14.8.1965
4	מען להמצאת כתבי-דין:	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	שד' אבא אבן 19, הרצליה	הרצפלד 48, קריית אונו
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית ופורטוגלית
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	לא	לא	לא	לא
7	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא	לא
	(ב) האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	בעל כשירות מקצועית	בעלת כשירות מקצועית	בעל כשירות מקצועית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית
	(ג) האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ⁵⁶ :	לא	לא	לא	לא
	(ד) האם הוא דירקטור בלתי תלוי:	לא	לא	לא	לא
8	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק וקרן דלק לחינוך, לתרבות ולמדע (חל"צ) ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק	סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומוזכרת קבוצת דלק ודירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	מנכ"ל קבוצת דלק	משנה למנכ"ל ומנהל כספים ראשי בקבוצת דלק בע"מ ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	17.5.2001 והחל מיום 8.1.2020 כיו"ר הדירקטוריון	26.8.2015	7.1.2020	10.9.2020
10	השכלתו:	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	LL.B במשפטים מאוניברסיטת Reading, אנגליה, B.A במדעי המדינה מאוניברסיטת תל-אביב	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב	B.A בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת Heriot Watt, רו"ח מוסמך
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, דלק אנרגיה וקרן דלק לחינוך, לתרבות ולמדע (חל"צ) ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק	סמנכ"לית בכירה, יועצת משפטית ראשית ומוזכרת החברה בקבוצת דלק, מכהנת כדירקטורית בחברות בנות של קבוצת דלק	מנכ"ל קבוצת דלק, משנה למנכ"ל קבוצת דלק, דירקטור בקבוצת דלק, מנכ"ל ונציג בעלים של בעל השליטה (קבוצת תשובה) (באמצעות חברות El-Ad USA Holdings, ותשלויז השקעות ונכסים), יועץ אסטרטגי בקבוצת דלק	יזם נדל"ן בארץ ובחול, יועץ עסקי ודירקטור בפוליקר אחזקות בע"מ, מנכ"ל אספן גרופ בע"מ ודירקטור בחברות בנות של קבוצת דלק ובחברות פרטיות נוספות

⁵⁵ בפירוט של תקנה זו מוצגים הדירקטורים המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי נכון למועד אישור הדוח. יצוין כי, ביום 7.1.2020 סיים מר אסי ברטפלד את כהונתו כדירקטור וכיו"ר הדירקטוריון וביום 10.9.2020 סיים מר ברק משרקי את כהונתו כדירקטור.

⁵⁶ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

	<u>פרטים</u>	<u>גבריאל לסט</u>	<u>ליאורה פרט לוין</u>	<u>עידן וולס</u>	<u>תמיר פוליקר</u>
12	תאגידים <u>אחרים</u> בהם משמש כדירקטור:	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק וקרן דלק לחינוך, לתרבות ולמדע (חל"צ) , וכן מכהן כדירקטור בחברות הבאות: דלק אנרגיה, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, דלק תמלוג בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, תמלוג על לווייתן בע"מ, Ithaca, Delek Hungary limited Energy Limited, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה ו-Elysee Downtown Ltd.	דלק אנרגיה, דלק ים מעגן 2011 בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק תמלוג על לווייתן בע"מ, Delek North Sea Limited ו-DKL Energy Limited	דלק אנרגיה, שידורי קשת בע"מ (להלן: "קשת") וחברת החדשות הישראלית בע"מ (להלן: "חברת החדשות")	דלק ים מעגן (2011) בע"מ, קבוצת דלק אחזקות ישראל בע"מ, דלק אנרגיה, דלק ניהול תחנות כוח בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, קבוצת דלק תמלוג בע"מ, דלק ייזום נכסים בע"מ, תמלוג על לווייתן בע"מ, Ithaca, Delek Hungary limited Energy Limited, פוליקר אחזקות בע"מ, גליפולי השקעות נדל"ן בע"מ, בריזה לגירפ בע"מ וחברות בנות שלה ו-Elysee Downtown Ltd.
13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	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, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות"):	לא	לא	לא	כן

	פרטים	עמוס ירון	יעקב זק	אפרים צדקה	רוני בר-און
1	מספר זיהוי:	005301262	004868048	046002747	008516262
2	תפקיד בשותף הכללי:	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני	דירקטור חיצוני	דירקטור בלתי תלוי
3	תאריך לידה:	5.2.1940	11.4.1946	10.7.1946	2.6.1948
4	מען להמצאת כתבי-דין:	רח' שז"ר 22, רמת גן	רח' השופטים 5, הרצליה	רח' דולצ'ין אריה 5, תל-אביב	רח' יוניצמן 8, תל-אביב
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת תגמול חבר בוועדה לבחינת הדוחות הכספיים (להלן: "ועדת מאזן") חבר בוועדת השקעות	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ההשקעות ⁵⁷	חבר בוועדת ביקורת חבר בוועדת מאזן חבר בוועדת תגמול חבר בוועדת ההשקעות
7	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	כן ⁵⁸	כן	כן	לא
	(ב) האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	בעל כשירות מקצועית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית
	(ג) האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ⁵⁹ :	לא	כן	כן	לא
	(ד) האם הוא דירקטור בלתי תלוי:	כן	כן	כן	כן
8	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	לא	לא	לא	לא
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	22.10.2015	22.10.2015	1.4.2019	4.1.2016
10	השכלתו:	בוגר לימודי היסטוריה כללית אוניברסיטת תל-אביב, בוגר מב"ל כללי המכללה לביטחון לאומי	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב, M.B.A במנהל עסקים מאוניברסיטת תל-אביב, רו"ח מוסמך	B.A בכלכלה וסטטיסטיקה מאוניברסיטת תל-אביב, Ph.d בכלכלה מהמכון הטכנולוגי של מסצ'וסטס	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל

⁵⁷ החל מיום 12.2.2020.

⁵⁸ יצוין כי, בנו של מר עמוס ירון עובד בחברת החדשות, אשר קשת הינה בעלת השליטה בה. הגב' גל נאור, בתו של מר יצחק שרון (תשובה), בעל השליטה בשותפות (בשרשור), מכהנת כדירקטורית בקשת וכן מחזיקה בכ-21% מקשת (בשרשור). ביום 17.8.2020 אישרה ועדת הביקורת כי הקשרים האמורים אינם מהווים זיקה בהתאם לתקנה 5(ב) לתקנות החברות (עניינים שאינם מהווים זיקה), התשס"ז-2006.

⁵⁹ כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

	פרטים	עמוס ירון	יעקב זק	אפרים צדקה	רוני בר-און
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	יועץ לתעשייה האווירית, דירקטור בבססח - החברה הישראלית לביטוח אשראי בע"מ מקבוצת הראל	-	פז (דח"צ), רבד בע"מ (דב"ת), דירקטור בחברות ובעמותות נוספות (נא ראו הסעיף הבא)	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, אי.די.בי. חברה לפיתוח בע"מ
12	תאגידים <u>אחרים</u> בהם משמש כדירקטור:	-	-	עתידיים חברה לתעשיות מדע בע"מ, מרכז הספורט של אוניברסיטת ת"א, ארצדקה בע"מ (יו"ר), מרכז מורשת יהדות בב"ל (יו"ר), המרכז לפיתוח ע"ש פנחס ספיר (יו"ר)	גזית גלוב בע"מ, אלרוב נדל"ן ומלונאות בע"מ
13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	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, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות"):	לא	כן	כן	כן

תקנה 26א: נושאי משרה בכירה של השותף הכללי ו/או השותפות⁶⁰

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, ⁶² דירקטור בחברות בת פרטיות של השותפות (SPCs)	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	מנכ"ל דלק אנרגיה, מנכ"ל שותפות אבנר, יו"ר דירקטוריון בתמר פטרוליום בע"מ ⁶¹ (להלן: "תמר פטרוליום"), דירקטור באיתקה (עד ליום 1.3.2018), בחברות בת פרטיות של השותפות ובחברות פרטיות שבעלותו
יוסי גבורה ⁶³	027790997	9.6.1970	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, ודירקטור בחברות בת פרטיות של השותפות (SPCs)	לא	לא	B.A. בכלכלה וחשבונאות ממכללת רופין, LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן, רו"ח מוסמך	סמנכ"ל כספים בשותפות ובשותף הכללי, משנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות, בשותף הכללי, בשותפות אבנר ובאבנר נפט וגז בע"מ, דירקטור בחברות בת פרטיות של השותפות
יניב פרידמן	027300300	1.4.1974	1.11.2015	משנה למנכ"ל בשותפות	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל ובניו יורק	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
רונן אדוארד ⁶⁴	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 בע"מ

⁶⁰ בפירוט של תקנה זו מוצגים נושאי המשרה המכהנים בשותף הכללי ו/או בשותפות נכון למועד אישור הדוח. יצוין כי, ביום 20.12.2020 סיים מר עופר אוברלנדר את תפקידו כמנהל פרויקטים.

⁶¹ תמר פטרוליום הינה חברה ציבורית המחזיקה בשיעור של 16.75% בחזקות תמר ודלית. לפרטים נוספים ראו סעיף 1.7.6 לפרק א' לדוח זה.

⁶² לעניין כהונתו של מר אבו כמנכ"ל דלק אנרגיה עד ליום 14.3.2020, ראו תקנה 21(ב)(2) לעיל.

⁶³ מכהן כנושא משרה בשותפות בהיקף משרה של 90%.

⁶⁴ השותפות נושאת ב- 30% מעלות העסקתו.

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
שרי זינגר קאופמן	037485174	22.2.1980	14.5.2018 יועצת משפטית, סמנכ"ל, 14.5.2018 – 1.8.2017 יועצת משפטית, 1.8.2017 – 10.3.2012 – עו"ד	יועצת משפטית, סמנכ"ל	לא	לא	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל-אביב, עו"ד חברה בלשכת עורכי הדין בישראל	עו"ד בשותפות ובשותפות אבנר
נדב פרי	040365447	24.4.1980	14.6.2015	סמנכ"ל רגולציה וקשרי חוץ	לא	לא	B.A. בממשל דיפלומטיה ואסטרטגיה מהמרכז הבינתחומי בהרצליה, M.B.A. במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן	מנהל תחום קשרי חוץ בשותפות
סער פרג	037693942	17.10.1975	1.8.2017	מנהל סחר גז טבעי בשותפות	לא	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים, עו"ד חבר בלשכת עורכי הדין בישראל	שותף במשרד עורכי דין שלמה נס ושות'
גלי גנה	059674770	2.6.1965	1.2.2016	מבקר פנימי של השותפות הכללי בשותפות, ומבקר פנימי ראשי של קבוצת דלק	לא	לא	רואה חשבון, B.A. במינהל עסקים עם התמחות בחשבונאות מהמכללה למנהל, M.A. במנהל ציבורי וביקורת פנימית מאוניברסיטת בר-אילן, מבקר מערכות מידע מוסמך (CISA), מבקר פנימי מוסמך (CIA), מבקר ניהול סיכונים מוסמך (CRMA) ומוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע (CRISC)	שותף במשרד רוזנבלום - הולצמן, רואי חשבון

תקנה 26ב: מורשי חתימה עצמאיים

נכון ליום 31.12.2020 ולמועד אישור הדוח, 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 הנאמנות

לעניין שינוי בהסכם הנאמנות, ראו תקנה 29(ג)(א) להלן וכן דוח מיידי של השותפות מיום 7.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-058218), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29: המלצות והחלטות הדירקטורים

תקנה 29(א):

(א) לעניין אישור דירקטוריון השותף הכללי תוכניות לרכישת אגרות החוב (סדרה א') ולרכישת אגרות החוב של דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, ראו דוחות מיידיים של השותפות מהימים 27.7.2020 ו- 18.11.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-072868 ו- 2020-01-115468, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה, וסעיף ה לחלק הראשון בדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

(ב) ביום 17.11.2020 החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות, לאחר קבלת המלצתה של הוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותף הכללי בשותפות, על חלוקת רווחים בסכום כולל של 65 מיליון דולר, כאשר המועד הקובע לחלוקה חל ביום 25.11.2020 ומועד החלוקה חל ביום 7.12.2020. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 18.11.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-115519), אשר המידע המופיע בו נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ג) ביום 15.7.2020 ביצעה השותפות פירעון חלקי של הסדרה השלישית של אגרות החוב שהונפקו למשקיעים מסווגים בארה"ב, בישראל ובמדינות נוספות באמצעות דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ, בהיקף של 240 מיליון דולר, מתוך היקפה הכולל של 320 מיליון דולר, חלף במועד פירעונה המקורי ביום 30.12.2020. סכום הפירעון החלקי של הסדרה השלישית כאמור כולל את סכום הקרן, בתוספת ריבית צבורה בסך של כ- 0.4 מיליון דולר, ובתוספת דמי פירעון מוקדם בסך של כ- 4.2 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו דוח מיידי של השותפות מיום 14.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-061266), אשר הפרטים המופיעים בו נכללים בזאת על דרך של הפניה.

תקנה 29(ג):

(א) ביום 1.6.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את מינויים של פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ביחד עם קידר פיקוח וניהול, לכהן ביחד כמפקח בשותפות, כאשר ר"ח מיכה בלומנטל מטעם פאהן קנה ושות', רואי חשבון, ועו"ד אורי קידר מטעם קידר

פיקוח וניהול, יכהנו כיחידים במפקח, החל ממועד אישור האסיפה הכללית ולתקופה של שלוש שנים, וכן את תנאי הכהונה והעסקה של המפקח, בהתאם למפורט בסעיף 2.3.1 לדוח זימון האסיפה. לפרטים ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 7.4.2020, 27.4.2020, 12.5.2020, 25.5.2020 ו- 1.6.2020 (מס' אסמכתאות: 2020-01-033073, 2020-01-042183, 2020-01-042195, 2020-01-047112, 2020-01-052383 ו- 2020-01-056283, בהתאמה), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה.

(ב) לעניין החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 1.6.2020 לאשר את תקציב המפקח לצורך התקשרות נוספת עם מומחה לצורך ליווי המפקח בתביעת המפקח וכן התקשרות עמו לצורך בחינת טיוטת ההנחיות שפרסם משרד האנרגיה, ולעניין החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 3.3.2021 לאשר למפקח להשתמש ביועצים המשפטיים והכלכליים שנשכרו על-ידו לצורך ניהול תביעת המפקח גם לצורך מעקב ופיקוח על ניהול השותפות את ההגנה בתביעה שכנגד בעניין מועד החזר ההשקעה, ראו תקנה 21(ב)(8) לעיל.

(ג) לעניין החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 18.8.2020 לאשר תיקון לסעיף 13 למדיניות התגמול, בנושא ביטוח ושיפוי לדירקטורים ולנושאי המשרה, ראו תקנה 21(ב)(1) לעיל.

(ד) לעניין החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 18.8.2020 לאשר את תקציב המפקח לצורך ייצוגו כמשיב בהליך המשפטי בקשר עם סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011, ראו תקנה 21(ב)(8) לעיל.

(ה) לעניין החלטת אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות מיום 3.3.2021 לאשר תוספת תקציב למפקח לשם המשך התקשרותו עם יועצים מקצועיים ושכר נוסף על שכר החודשי לשם ליווי הליך השינוי המבני, ראו תקנה 21(ב)(8) לעיל.

תקנה 29א: החלטות השותפות

תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה

לפרטים אודות ביטוח, שיפוי ופטור מאחריות שניתן להעניק לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, ראו סעיף 13 למדיניות התגמול, כאמור בתקנה 21(ב)(1) לעיל.

(א) ביום 17.7.2012 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תיקון הסכם השותפות כך שיכלול 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). 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.

(ב) לפרטים בדבר כתבי התחייבות לשיפוי שניתנו לדירקטורים החיצוניים בדירקטוריון השותף הכללי, ה"ה יעקב זק ועמוס ירון, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים 14.10.2015 ו- 22.10.2015 (מס' אסמכתאות: 2015-01-135165 ו- 2015-01-140634, בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ג) לפרטים בדבר כתב התחייבות לשיפוי מאחריות שניתן למר אפרים צדקה, דירקטור חיצוני בדירקטוריון השותף הכללי, ראו דוחות מיידים של השותפות מהימים

16.12.2018 ו- 28.1.2019 (מס' אסמכתאות: 2018-01-115258 ו- 2019-01-008335,

בהתאמה), אשר המידע המופיע בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

(ד) ביום 30.6.2019 החליטו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, בהתאם לסעיף 13 למדיניות התגמול, לאשר הענקת כתבי פטור ושיפוי לנושאי משרה המכהנים בשותף הכללי ו/או בשותפות ולכל נושאי המשרה שיכהנו בשותפות ו/או בשותף הכללי מעת לעת. בהתאם, העניקה השותפות לכלל נושאי המשרה בשותפות ו/או בשותף הכללי כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, וזאת מבלי לגרוע מתוקפם של כתבי פטור ושיפוי שניתנו בעבר לנושאי משרה בשותפות ו/או בשותף הכללי. לפרטים ראו תקנה 21(ב)(1) לעיל.

(ה) ביום 10.7.2019 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות את תיקון סעיף 11 להסכם השותפות המוגבלת מיום 1.7.1993, כפי שתוקן מעת לעת, בנושא פטור, שיפוי וביטוח נושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי. לפרטים ראו דוחות זימון האסיפה, אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.

(ו) ביום 4.8.2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי להסמיק את הנהלת השותפות לחתום בשם השותפות כבעלת המניות היחידה בלוויתן בונד בע"מ על החלטה בכתב להענקת כתבי פטור ושיפוי לנושאי המשרה המכהנים בלוויתן בונד בע"מ ואשר יכהנו בה מעת לעת.

(ז) ביום 4.2.2020 אישרה ועדת התגמול, בהתאם למדיניות התגמול, את הכללתו של מר עידן וולס, המכהן כדירקטור בדירקטוריון השותף הכללי, וכן של כל דירקטור ו/או נושא משרה שיכהנו מעת לעת, בפוליסות (הקבוצתית והעצמאית) לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה של השותפות ו/או השותף הכללי. יצוין כי, מר תמיר פוליקר, המכהן כדירקטור בדירקטוריון השותף הכללי החל מיום 10.9.2020, נכלל בפוליסות (הקבוצתית והעצמאית) לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה של השותפות ו/או השותף הכללי, בהתאם להחלטה כאמור.

(ח) לעניין אישור התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, במסגרת הפוליסה העצמאית הקודמת ובמסגרת הפוליסה הקבוצתית בדרך של מימוש אופציה לתקופת גילוי מוארכת (Run Off), ראו תקנה 22(י) לעיל.

(ט) ביום 30.6.2020 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי את התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בגבול אחריות של 110 מיליון דולר למקרה ולתקופה של שנה החל מיום 1.7.2020, בפרמיה של כ- 1.1 מיליון דולר לתקופה כאמור (להלן: "**הפוליסה העצמאית**"), וכן הסמיכו את הנהלת השותפות לרכוש תוספת כיסוי ביטוחי בסך של עד 40 מיליון דולר מעל 110 מיליון דולר, בתמורה נוספת כך שסך הפרמיה השנתית בגין הפוליסה העצמאית לא יעלה על סך של 1.5 מיליון דולר, והכל בתנאים העומדים במדיניות התגמול, כאמור בתקנה 21(ב)(1) לעיל.

(י) ביום 26.7.2020 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי את ההתקשרות להרחבת הפוליסה העצמאית לביטוח אחריות נושאי המשרה בשותפות, השותף הכללי, לוויתן בונד בע"מ (להלן: "**המנפיקה**"), ונושאי המשרה במנפיקה בקשר עם הנפקת אגרות החוב באמצעות המנפיקה לתקופה מיום 1.7.2020 ועד ליום 30.6.2021, בפרמיה של כ- 402 אלפי דולר לתקופה כאמור, וכן להסמיק את הנהלת השותפות להגדיל את גבול האחריות לכיסוי ההנפקה לגבול אחריות כולל בסך של עד 150 מיליון דולר למקרה ובסה"כ לתקופת הביטוח בתמורה לפרמיה נוספת של עד 150 אלפי דולר לתקופה.

(יא) ביום 18.8.2020 אישרה אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות תיקון לסעיף 13 למדיניות

התגמול, בנושא ביטוח לדירקטורים ולנושאי המשרה. לפרטים ראו תקנה 21(ב)(1)) לעיל.

דלק קידוחים – שותפות מוגבלת

על-ידי השותף הכללי, דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ

שמות החותמים ותפקידם:

גבי לסט, יו"ר הדירקטוריון

יוסי אבו, מנכ"ל

תאריך: 14 במרץ, 2021



Delek Drilling

אפקטיביות הבקרה



2020

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ה'

**דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית
על הדיווח הכספי ועל הגילוי
לפי תקנה 9ב(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים
ומיידיים), התש"ל – 1970**

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח שנתי לשנת 2020 בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"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. גבי לסט, 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 הנהלת השותף הכללי בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי כללה: בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי, בקורות כלליות על מערכות מידע, בקורות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות, ובקורות על תהליך ניהול מזומנים, לרבות השקעות ותהליך גיוס וניהול אגרות חוב והלוואות.

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, 2020 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהלים
הצהרת מנהל כללי

אני, יוסי אבו, מצהיר כי :

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2020 (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 לרואי החשבון המבקרים 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.

14 במרץ, 2021	יוסי אבו	מנכ"ל	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9(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 2020 (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 לרואי החשבון המבקרים 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.

14 במרץ, 2021	יוסי גבורה, רו"ח	משנה למנכ"ל	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה



הערכת שווי



2020



GIZA SINGER EVEN

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

הערכת שווי תמלוגים

**ממכירת חזקות I/16 "תנין" ו-I/17
"כריש"**

מרץ 2021

גיזה זינגר אבן בע"מ

חגדל אביב, ז'בוטינסקי 7 רמת-גן 5252007 טל 03-5213000
www.gse.co.il



GIZA SINGER EVEN

תוכן עניינים

1.	מבוא והגבלת אחריות.....	3
2.	תמצית מנהלים.....	6
3.	תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין.....	8
4.	תיאור הסביבה העסקית.....	10
5.	הערכת שווי תמלוגים.....	28
6.	נספח א - תחזית תזרים מזומנים.....	33
7.	הגדרות.....	35



GIZA SINGER EVEN

1. מבוא והגבלת אחריות

1.1. כללי

עבודה זו (להלן: "העבודה" ו/או "חוות הדעת") הוכנה על ידי ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי בע"מ (להלן: "ג'י.אס.אי") לצורך הערכת שווי התמלוגים להם זכאית השותפות המוגבלת דלק קידוחים¹ (להלן: "דלק קידוחים" ו/או "השותפות") בגין מכירת זכויותיה בחזקות I/16 "תנין" ו- I/17 "כריש" (להלן: "התמלוגים") ליום 31 בדצמבר 2020 (להלן "מועד הערכת השווי"). ידוע לנו כי העבודה מיועדת לשמש את דלק קידוחים, בין היתר, לצרכי דוחות כספיים רבעוניים ותקופתיים, ועל כן אנו מסכימים שהעבודה תאוזכר ו/או תיכלל בכל דוח שתפרסם השותפות ובעלי העניין בה, בהתאם לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ותקנותיו.

לצורך הכנת העבודה, התבססנו, בין היתר, על מצגים, תחזיות והסברים (להלן: "המידע") שקיבלנו מהשותפות ו/או ממי מטעמה. ג'י.אס.אי מניחה שמידע זה הוא מהימן ואינה מבצעת בדיקה עצמאית של המידע. כמו כן, לא בא לידיעתנו דבר העלול להצביע על חוסר סבירותו. המידע לא נבדק באופן בלתי תלוי, ולפיכך העבודה המוגשת לכם אינה מהווה אימות לנכונותו, לשלמותו ולדיוקו של מידע זה. הערכה כלכלית אמורה לשקף בצורה סבירה והוגנת מצב נתון בזמן מסוים, על בסיס נתונים ידועים ותוך התייחסות להנחות יסוד ותחזיות שנאמרו.

חוות דעת זאת כוללת תיאור של המתודולוגיה ועיקרי ההנחות והניתוחים, אשר שימשו לקביעת השווי ההוגן של התמלוגים להם זכאית השותפות. עם זאת, התיאור אינו מתיימר להיות תיאור מלא ומפורט של כל הנהלים אשר יישמנו במהלך גיבוש חוות הדעת.

עבודה זו אינה מהווה בדיקת נאותות ואינה באה במקומה. כמו כן, העבודה אינה מיועדת לקבוע את שווי התמלוגים עבור משקיע ספציפי ואין בה משום ייעוץ או חוות דעת משפטית.

העבודה אינה כוללת ביקורת חשבונאית לגבי ההתאמה לכללי החשבונאות. ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי אינה אחראית לאופן ההצגה החשבונאית של הדוחות הכספיים של השותפות לגבי דיוק ושלמות הנתונים ולהשלכות של אותה הצגה חשבונאית במידה וקיימות.

היה והמידע והנתונים, עליהם הסתמכה ג'י.אס.אי אינם שלמים, מדויקים או מהימנים, תוצאות עבודה זו עלולות להשתנות. אנו שומרים לעצמנו את הזכות לשוב ולעדכן את העבודה לאור נתונים חדשים שלא הובאו בפנינו. למען הסר ספק, עבודה זו תקפה למועד חתימתה בלבד.

יודגש כי המידע המפורט בעבודה זו, לרבות ביחס לתחזיות ולתנאים המסחריים העיקריים בהסכם המכירה של המאגרים, להיקף הכספי הכולל שלו, לזכויות המועברות מכוחו ולתמלוגים המוסכמים בו, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר. המידע האמור

¹ ביום 17 במאי 2017 התמזגה דלק קידוחים עם השותפות אבנר חיפוש נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר", להלן ביחד: "השותפויות") וכתוצאה מכך נמחקה שותפות אבנר ללא פירוק.



GIZA SINGER EVEN

עשוי להתממש באופן שונה מהותית וזאת עקב גורמים שונים לרבות עיכובים בלוחות הזמנים לפיתוח המאגרים ועוד.

אנו מאשרים בזה כי אין לנו עניין אישי ו/או תלות בשותפות ו/או בשותף הכללי בשותפות, למעט העובדה שאנו מקבלים שכר טרחה עבור עבודה זו. כמו כן, הרינו לאשר כי שכר טרחתנו אינו מותנה בתוצאות העבודה.

בהתאם להסכם ההתקשרות, באם נחויב לשלם סכום כלשהו לצד שלישי בקשר עם ביצוע השירותים המפורטים בהסכם ההתקשרות בהליך משפטי או בהליך מחייב אחר, השותפות מתחייבת לשפותנו בגין כל סכום כאמור שישולם על ידינו, מעבר לסכום השווה לפי שלושה משכר טרחתנו. ההתחייבות לשיפוי לא תחול אם ייקבע כי פעלנו עם ביצוע העבודה בזדון או ברשלנות רבתי.

ג"י.אס.אי וכל חברה הנשלטת על ידה במישרין ו/או בעקיפין וכן כל בעל שליטה, נושא משרה ועובד במי מהן, אינם אחראיים לכל נזק, אובדן הפסד או הוצאה מכל סוג שהוא, לרבות ישיר ו/או עקיף שייגרמו למי שמסתמך על האמור בעבודה זו כולה או חלקה.

1.2. מקורות מידע

מקורות המידע העיקריים ששימשו בהכנת חוות הדעת מפורטים להלן:

- מידע לגבי תנאי העסקה למכירת זכויות השותפות בחזקות I/16 "תנין" ו- I/17 "כריש".
- דיווחים ופרסומים של Energean Oil & Gas plc (החברה האם של Energean Israel Limited), לרבות דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31 בדצמבר 2020 שהוכן ע"י DeGolyer and MacNaughton (להלן: "D&M CPR").
- דיווחים מיידים של חברות בורסאיות ומידע פומבי המתפרסם באתרי אינטרנט (לרבות אתר האינטרנט של אנרג'יאן), כתבות בעיתונות או מקורות פומביים אחרים.
- מקורות פנימיים ובסיסי נתונים של גיזה זינגר אבן.
- פגישות ו/או שיחות טלפון עם בעלי תפקידים בשותפות.



GIZA SINGER EVEN

1.3. פרטי החברה המעריכה

ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי בע"מ הינה חברה בת של חברת גיזה זינגר אבן בע"מ, 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 מ-13 שנים בתחומי הייעוץ הכלכלי והעסקי, הערכות שווי חברות ומכשירים פיננסיים. בעבר שימש כמנהל מחלקה כלכלית בחברה יזמית בתחום התשתיות וכמנהל במחלקה הכלכלית של KPMG (סומך חייקין). איתן הינו רואה חשבון, בעל תואר ראשון בכלכלה ומנהל עסקים מאוניברסיטת בן גוריון ותואר שני במתמטיקה פיננסית מאוניברסיטת בר אילן.

בברכה,

ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי

ג'י.אס.אי ייעוץ כלכלי

מרץ, 2021



GIZA SINGER EVEN

2. תמצית מנהלים

2.1. רקע

דלק קידוחים הינה שותפות מוגבלת ציבורית (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בחיפושים, פיתוח והפקה של נפט, גז טבעי וקונדנסט.

במהלך השנים 2012 ו- 2013 דיווחה השותפות לבורסה כי מאגרי הגז תנן וכריש מהווים תגליות גז טבעי.

בעקבות החלטת ממשלת ישראל על מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי תמר ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי לויתן, כריש ותנן ושדות גז טבעי נוספים (להלן: "**מתווה הגז**"), נדרשו דלק קידוחים ואבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת (להלן: "**אבנר**") (להלן ביחד: "**השותפויות**"), (אשר החזיקו יחד (בחלקים שווים ביניהן) 52.941% מהמאגרים) ו- Noble Energy Mediterranean (להלן: "**נובל**") (אשר החזיקה 47.059% מהמאגרים), בין היתר, למכור את החזקותיהן במאגרי כריש ותנן בתוך 14 חודש מיום החתימה על החלטות הפטור הקשורות למתווה הגז (17.12.15) בכדי לעמוד בתנאים אשר יזכו אותן בפטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988 (להלן: "**חוק ההגבלים העסקיים**").

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנן בין השותפויות, לבין אנרגיאן, במסגרתו זכאיות השותפויות לתמורה בסך 148.5 מיליון דולר, המורכבת מתשלום במזומן של 40 מיליון דולר (ששולמו במועד השלמת העסקה) ו-108.5 מיליון דולר אשר ישולמו בפריסה של 10 תשלומים שנתיים שווים בתוספת ריבית, כאשר סכום זה מותנה בהחלטת הרוכשת לפתח את המאגר, או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות יעלה על 150 מיליון דולר, המוקדם מבין השניים (להלן: "**רכיב החוב**"). כמו כן, השותפויות תהינה זכאיות לתמלוגים מההכנסות אשר יתהוו לרוכשת ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיופקו מהחזקות, בשיעורים של 7.5% (לפני תשלום היטל רווחי נפט) ו-8.25% (לאחר תשלום היטל רווחי נפט), בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים², בהם מחויבות השותפויות ביחס לחלקן המקורי של דלק קידוחים ואבנר בחזקות (להלן: "**התמלוגים**"). התשלום הראשון בגין רכיב החוב שולם לדלק קידוחים³ על ידי אנרגיאן ביום 29 למרץ 2018, ומאז משולם כסדרו מדי שנה במועד זה.

² כהגדרתם בדיווחים של דלק קידוחים ואבנר לבורסה לניירות ערך בתל אביב ביום 25 בדצמבר 2016.
³ בחודש מאי 2017 התמזגה דלק קידוחים עם אבנר וכתוצאה מכך נמחקה אבנר מהמסחר.



GIZA SINGER EVEN

להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR מיום 11 בפברואר 2021 על ידי Energean Oil & Gas plc⁴, החברה האם של חברת Energean Israel Limited⁵ (להלן: "אנרג'יאן" ו/או "הרוכשת"):

מאגר	עתודות ומשאבים	
	גז טבעי (BCM)	נוזלים פחממניים (MMBBL)
	2P	2P
כריש מרכז	40.2	65.1
כריש צפון	33.1	30.6
תנין	25.1	3.9
סה"כ	98.4	99.6

2.2. תוצאת הערכת השווי

שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים, תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בפיתוח המאגרים ובתזרים המזומנים (לרבות השפעות משבר הקורונה). בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, שווי התמלוגים ליום 31 בדצמבר 2020 נאמד בכ-242.2 מיליון דולר.

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הגז הטבעי (במיליון דולר ארה"ב):

שינוי בוקטור מחירי גז טבעי (דולר ארה"ב ל mmbtu)							
1.50	1.00	0.50	-	(0.50)	(1.00)	(1.50)	
238.8	234.0	222.1	215.6	203.9	195.1	186.6	+250 bp
250.1	245.0	232.6	225.6	213.5	204.2	195.3	+150 bp
262.3	256.8	243.8	236.5	223.8	214.0	204.6	+50 bp
268.7	263.0	249.8	242.2	229.2	219.2	209.6	-
275.5	269.5	256.0	248.2	234.9	224.6	214.8	-50 bp
289.7	283.4	269.1	260.9	247.0	236.0	225.7	-150 bp
305.2	298.3	283.4	274.6	260.1	248.4	237.6	-250 bp

שינוי בשיעורי
היוון (בנקודות
בסיס)

⁴ <https://www.energean.com/media/4751/energean-israel-2020-cpr.pdf>
⁵ לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd.



GIZA SINGER EVEN

3. תיאור עסקת מכירת הזכויות בחזקות כריש ותנין

3.1. תיאור השותפות

דלק קידוחים הינה שותפות מוגבלת (כמשמעותה בפקודת השותפויות) הרשומה למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב. השותפות עוסקת בחיפוש, פיתוח והפקה של נפט, גז טבעי וקונדנסט. להלן תיאור מנגנוני תמלוגי העל בגין נכסי נפט בים החלים על השותפות למועד עבודה זו, ביחס לחלקה המקורי בחזקות כריש ותנין (כ-52.941%):

בגין 50% מההכנסות מחזקות כריש ותנין	בגין 50% מההכנסות מחזקות כריש ותנין
3% לפני מועד החזר ההשקעה ⁶ (0.794% מסך הכנסות המאגר)	6% (1.588% מסך הכנסות המאגר)
13% לאחר מועד החזר ההשקעה (3.441% מסך הכנסות המאגר)	

3.2. הזכויות הנמכרות

ביום 7 בפברואר 2012 וביום 22 למאי 2013 השותפויות דיווחו לבורסה כי בקידוחי תנין-1 וכריש-1 בשטחי רישיונות החיפוש אלון A ואלון C, בהתאמה, נתגלו כמויות משמעותיות של גז טבעי. בדצמבר 2015 העניק הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה לבעלי הזכויות ברישיונות החיפוש, דלק קידוחים (26.4705%), אבנר (26.4705%) ונובל (47.059%), את שטרי החזקות "תנין" ו"כריש" בהתאמה. נציין כי בחודש מאי 2017 התמזגה דלק קידוחים עם אבנר וכתוצאה מכך נמחקה שותפות אבנר ללא פירוק.

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" (להלן: "מתווה הגז" ו/או "המתווה"). במסגרת המתווה ניתנו לתאגדי הגז והנפט הפועלים בשוק הגז בישראל, ובהן השותפויות, פטור ממספר הוראות של חוק ההגבלים העסקיים בהינתן עמידה במספר תנאים, ביניהם, מכירת חזקות כריש ותנין בתוך 14 חודשים.

ביום 14 בנובמבר 2015 הודיעו השותפויות כי הן רכשו בחלקים שווים מחברת נובל את הזכות למכור את חלקה של נובל בחזקות כריש ותנין בתמורה לסכום כולל של כ-67 מיליון דולר. על פי ההסכם בין השותפויות לנובל, האחרונה לא תהיה זכאית לכל תמורה נוספת בגין מכירת הזכויות לצד שלישי.

⁶ המונח "מועד החזר ההשקעה" משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות בין השותפות לבין דלק מערכות אנרגיה ודלק ישראל (כיום קבוצת דלק) שנחתם בשנת 1993 (כפי שתוקן מעת לעת) לפיו שווי התקבולים (נטו) 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 יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט כשהן מחושבות בדולרים.

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 בנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו מופק הנפט ו/או הגז ו/או החומרים בעלי ערך אחרים אף למעט הוצאות (עד גובה שווי התקבולים (נטו)) שנוכו משווי התקבולים (ברוטו) לצורך קביעת סכום שווי כל התקבולים (נטו) וכפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון השותפות.

לפרטים ולהרחבה בדבר הסכמים לגבי תשלום תמלוגים למדינה, לבעלי עניין ולצדדים שלישיים בשותפות ראה סעיף 7.25.10 לדוח התקופתי לשנת 2020 של דלק קידוחים.



GIZA SINGER EVEN

ביום 17 בדצמבר 2015 חתם ראש הממשלה (בשבתו כשר הכלכלה) על מספר הוראות פטור מחוק ההיגבלים העסקיים שעליהם הוחלט במסגרת החלטת הממשלה על מתווה הגז.

ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין בין דלק קידוחים ואבנר לבין חברת Energean Israel Ltd. (לשעבר Ocean Energean Oil and Gas Ltd.), חברה רשומה בקפריסין אשר הינה חברה בת של Energean E&P Holdings Ltd (להלן: "אנרג'יאן" ו/או "הרוכשת")⁷. עיקר פעילותה של הרוכשת הינו חיפוש, פיתוח והפקה של מאגרי גז ונפט ביוון ובמדינות נוספות באיזור הבלקן והמזרח התיכון.

ביום 27 בדצמבר 2016 פרסמו השותפויות כי התקיימו התנאים המתלים להשלמת העסקה. ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה לפיתוח מאגר כריש.

3.3. התמורה

להלן תיאור מרכיבי התמורה בהסכם הרכישה:

א. הרוכשת תרכוש מדלק קידוחים ואבנר (להלן: "המוכרות") את כלל הזכויות של המוכרות ושל חברת נובל בחזקות כריש ותנין (להלן: "הזכויות הנמכרות").

ב. בתמורה לזכויות הנמכרות הרוכשת תשלם למוכרות סך כולל של 148.5 מליון דולר אשר יתקבלו באופן הבא:

- i. תשלום במזומן של 10 מליון דולר אשר שולם למוכרות במועד השלמת העסקה;
- ii. תשלום נוסף של 30 מליון דולר אשר שולם למוכרות במועד השלמת העסקה;
- iii. יתרת התמורה, בסכום של 108.5 מליון דולר, תשולם למוכרות בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. תשלומים אלה ישולמו מיד לאחר המועד בו תתקבל החלטת השקעה סופית (FID) בקשר עם פיתוח החזקות, או במועד בו סך ההוצאות של הרוכשת בקשר עם פיתוח החזקות יעלה על 150 מליון דולר, המוקדם מבין השניים⁸;
- iv. הרוכשת תעביר למוכרות תמלוגים בגין גז טבעי וקונדנסט אשר יופקו מהחזקות בשיעור של 7.5% לפני תשלום היטל רווחי נפט מכוח חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "ההיטל") ו-8.25% לאחר תחילת תשלום ההיטל, וזאת בניכוי שיעור התמלוגים הקיימים⁹ בהם נשאו המוכרות ביחס לחלקן המקורי בחזקות. שיעורים אלה הם במונחי 'פי באר' כאשר שיעור התשלום האפקטיבי צפוי להיות מותאם למונחי מכירת ההידרוקרבונים בכניסה לרשת ההולכה הישראלית.

⁷ חברת Energean Israel Ltd. משמשת כזרוע הפעילות של Energean E&P Holdings Ltd. בישראל.
⁸ ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפויות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ובחודשים מרץ 2018, מרץ 2019 ומרץ 2020, שילמה לדלק קידוחים את התשלום הראשון, השני והשלישי, בהתאמה.
⁹ כהגדרתם בדיווחים של דלק קידוחים ואבנר לבורסה לניירות ערך בתל אביב ביום 25 בדצמבר 2016.



GIZA SINGER EVEN

4. תיאור הסביבה העסקית

4.1. כללי

פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה של משאבי טבע בישראל כפופה למתן אישורים בהתאם לחוק הנפט התשי"ב 1952 (להלן: "**חוק הנפט**") אשר מסדיר את הרגולציה בתחום ומגדיר את סוגי האישורים הניתנים לתאי שטח מוגדרים וכפופים לאישור תוכנית עבודה לביצוע פעולות חיפוש והפקה.

ענף הגז הטבעי בישראל החל להתפתח עם תגליות מאגרי הגז הטבעי נועה ומרי B בשנים 1999 ו-2000, בהתאמה. תגליות אלו איפשרו לחברות במשק ובראשן חברת החשמל (להלן: "**חח"י**"), לעבור לשימוש נרחב יותר בגז טבעי חלף השימוש בדלקים מזהמים ויקרים יותר כדוגמת פחם, סולר ומזוט. התפתחות הענף הואצה עם גילוי המאגרים תמר ולוויתן בשנים 2009 ו-2010, בהתאמה. תגליות אלו משפיעות באופן מהותי על עצמאותה האנרגטית של ישראל ועל פיתוח והרחבת השימושים בגז טבעי במשק הישראלי.

בעקבות התפתחות הענף, משק הגז הטבעי בישראל עובר שינויים משמעותיים הכוללים בין היתר שינויים רגולטורים, כלכליים וסביבתיים. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי במשק הישראלי למרכיב המרכזי 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 ואת מרבית צרכי האנרגיה שלה, ובכך להקטין בצורה משמעותית את התלות של מדינת ישראל במקורות אנרגיה זרים.

הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ופיתוח מאגרי גז טבעי מושפעת במידה רבה ממחירי הנפט והגז בעולם, ומהביקוש לגז טבעי בשוק המקומי, האזורי והעולמי, ומיכולת הייצוא של גז טבעי המחייבת, בין היתר, גילוי של משאבי גז בהיקפים ניכרים והתקשרויות בהסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי בכמות משמעותית, אשר תצדיק את העלות הגבוהה בהקמת תשתיות אלו.

לשימוש בגז טבעי ישנן תועלות רבות למשק הישראלי, ביניהן:

- **חיסכון בעלויות האנרגיה בתעשייה ובייצור חשמל** - מחירו הנמוך של הגז הטבעי ביחס לדלקים חלופיים הנפוצים כיום כדוגמת מזוט וסולר, מוביל לחיסכון משמעותי בעלויות הייצור ועקב כך גם לירידה במחירי מוצרים סופיים שעיקר עלויות הייצור שלהם הן עלויות החשמל. רוב תחנות הכוח אשר הוקמו בשנים האחרונות בארץ מייצרות חשמל באמצעות טורבינות המופעלות על-ידי בעירת גז טבעי ומתאפיינות בעלויות הקמה נמוכות¹⁰, זמן הקמה קצר יותר, חיסכון בשטחי קרקע¹¹ ויתרונות תפעוליים רבים. נוסף למחיר הנמוך יחסית, תחנות כוח המופעלות על-ידי גז טבעי יעילות יותר מאלו הפועלות על-ידי דלקים אחרים, ולכן תחנות כוח

¹⁰ כמחצית מעלות תחנת כוח פחמית, כשליש מעלות תחנת כוח גרעינית וכ-15% מתחנה המונעת באנרגיית רוח.
¹¹ הגז הטבעי מובל באמצעות צינור תת-קרקעי ובניגוד לדלקים אחרים, אינו מצריך שטחי אחסון. כמו כן, תחנות הייצור המבוססות על גז טבעי נדרשות לשטח קטן באופן ניכר מאלו המבוססות על פחם או על אנרגיה סולרית.



GIZA SINGER EVEN

ומפעלים פועלים ברמת נצילות אנרגטית גבוהה המתבטאת גם היא בסופו של דבר בחיסכון בעלויות¹². על פי הערכות רשות הגז הטבעי¹³ החיסכון הכולל במשק הישראלי ממעבר לשימוש בגז טבעי בשנים 2004-2019 נאמד בכ-71.3 מיליארד ₪. עיקר החיסכון נובע מסקטור החשמל (כ-55.7 מיליארד ₪) אשר צריכתו הכוללת הסתכמה בשנת 2019 בכ-8.8 BCM המהווה 78% מהביקוש לגז טבעי. יתרת החיסכון ממעבר לשימוש בגז טבעי מיוחסת ברובה למפעלי תעשייה (כ-15.6 מיליארד ₪), אשר צריכתם הכוללת בשנת 2019 הסתכמה בכ-2.4 BCM ומהווה גידול של 20% לעומת שנת 2018.

- **אנרגיה נקיה - החומרים העיקריים הנפלטם מבעירת גז טבעי הם פחמן דו-חמצני ואדי מים.** מאחר שפחם ונפט הם דלקים מורכבים יותר, עם יחסי פחמן ומרכיבי חנקן וגפרית גבוהים יותר, הרי שבמהלך בעירתם משתחררים מזהמים רבים יותר, כולל חלקיקי אפר של חומרים שאינם נשרפים ונפלטם לאטמוספירה ומוסיפים לזיהום האוויר. בעירת הגז הטבעי לעומת זאת, משחררת כמות מועטה יחסית של מזהמים, ולכן השימוש בו מצמצם את זיהום האוויר. בהקשר זה יצויין כי הודות להסבת מרבית ייצור החשמל בישראל לשימוש בגז טבעי על פני פחם, מזון וסולר צומצמו בעשרות אחוזים רמות זיהום האוויר הנגרמות כתוצאה מייצור חשמל בישראל.
- **אי-תלות אנרגטית - מאפייניה הגיאופוליטיים של ישראל הופכים אותה לאי אנרגטי, עם יכולת מוגבלת לייבוא דלקים ממדינות שכנות, דבר שאילץ אותה להסתמך במשך שנים על ייבוא דלקים יקרים מאירופה.** בידודה האנרגטי של ישראל נחלש מעט בין השנים 2008 – 2012 עם תחילת אספקת הגז הטבעי ממצרים, אולם קטיעת האספקה הפתאומית המחשישה את החשיבות של פיתוח מקורות אנרגיה מקומיים. פיתוח משק הגז הטבעי הישראלי מספק לתעשייה הישראלית בטחון אנרגטי לטווח הארוך, ויפחית את תלותה במחירי האנרגיה הבינלאומיים.
- **הגז הטבעי כמקור הכנסה ממשלתי באמצעות מיסוי - תעשיית הגז הטבעי הישראלית מטיבה וצפויה להמשיך להיטיב עם הכלכלה המקומית באופן ישיר באמצעות הכנסות ממשלתיות ממיסוי החברות ומהמע"מ ממכירות לצרכן הסופי. יתרה מזאת, במשק הישראלי ישנן כמה מערכות מיסוי ייחודיות החלות על תחום הגז הטבעי, וזאת מעבר להיות הגז הטבעי, בדומה לכל מוצרי הדלק האחרים, כפוף למס הבלוי¹⁴. בנוסף, לפי חוק הנפט, המדינה גובה תמלוגים בשיעור של עד 12.5% מסך מכירות הגז הטבעי בפי הבאר. זאת ועוד, בעקבות מסקנות ועדת ששינסקי המדינה זכאית לתקבולי היטל רווחי נפט וגז בשיעור של עד- 50% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) מהכנסות בעלי זכויות הנפט בניכוי תמלוגים, עלויות הפעלה ועלויות פיתוח.**

¹² תחנת כוח בעלת מחזור משולב של טורבינות גז וקטור מתאפיינת בניצולת של 55%, ערך גבוה משמעותית מזה של תחנות המופעלות על-ידי דלקים אחרים. תחנות קוגנרציה המנצלות את האנרגיה התרמית המופקת בתהליך הייצור מגיעות לרמת נצילות של כ-80%.

¹³ https://www.gov.il/BlobFolder/reports/ng_2019/he/ng_2019.pdf

¹⁴ למעט סקטורי החשמל והתעשייה בהם הצרכנים לא משלמים מס בלו בגין הגז.



GIZA SINGER EVEN

▪ **שדרוג מעמדה הגאואסטרטגי של ישראל** – הודות לפיתוח מאגרי הגז בתחומי המים הכלכליים של ישראל עומדים לרשות המדינה משאבי גז בהיקף העולה על הצרכים הקיימים והצפויים במשק המקומי. לאור זאת, ובהמשך להחלטת הממשלה 442 מיום 23 ביוני 2013 בעניין מדיניות ייצוא הגז הטבעי, מתקיים ייצוא של כמויות מסחריות של גז טבעי מישראל למדינות האזור. במסגרת זו החל בשנת 2017 ייצוא ממאגר תמר אל מפעלי התעשייה הממוקמים בצדו הירדני של ים המלח והחל משנת 2020 עם תחילת ההפקה ממאגר לויתן מיוצאות כמויות משמעותיות ביותר של גז טבעי לירדן ולמצרים.

4.2. צרכנים

משק הגז הטבעי בישראל מורכב ממספר קבוצות צרכנים הנבדלות זו מזו באופי פעילותן ומאפייני צריכת הגז הטבעי:

▪ **חברת החשמל לישראל - חח"י** הינה חברה ממשלתית המפוקחת על ידי רשות החשמל בין היתר בהקשר לעלויות התשומות לייצור חשמל, ובפרט, עלויות גז טבעי. בשנת 2018 רכשה חח"י כ-4.66 BCM ובשנת 2019 כ-4.23 BCM גז טבעי משותפות תמר (ירידה של כ-9% ביחס לשנת 2018), וכן ייבאה וצרכה עוד כ-0.8 BCM של LNG. שיעור החשמל שיוצר ע"י חח"י באמצעות גז טבעי וגז מונזל, נאמד בשנת 2018 ובשנת 2019 בכ-56.5% ובכ-53.1%, בהתאמה.¹⁵ בהקשר זה יצויין כי לאחרונה החליט שר האנרגיה להפסיק עד לסוף שנת 2022 את ההתקשרות עם אוניית הגזיז המשמשת את חח"י לצורך קליטה וגזיזו של LNG מיובא.

▪ **יצרני חשמל פרטיים - יצרני החשמל הפרטיים** (להלן: "יח"פים") מתחלקים למספר סוגים, בהתאם לטכנולוגיות הייצור בהם משתמשים: יח"פ קונבנציונאלי, מתקני קונגרציה, אגירה שאובה, יח"פים באנרגיות מתחדשות, ומפעלים גדולים אשר הקימו לעצמם תחנות כוח ובגינן קיבלו רישיון ייצור עצמי. סעיף 93 לחוק משק הגז הטבעי מגדיר כי גז טבעי הנמכר ליצרן חשמל פרטי, הינו מוצר בר פיקוח במסגרת חוק הפיקוח על מחירי מצרכים ושירותים התשנ"ו - 1996. בשנת 2019 הצריכה של היח"פים הסתכמה לכ-3.62 BCM, המהווה כ-32% מסה"כ צריכת הגז הטבעי בשנת זו.

▪ **צרכני תעשייה גדולים - שכבת צרכנים זו מורכבת ממספר צרכנים משמעותיים, החיוניים לפיתוחו של משק הגז הישראלי.** צרכנים בעלי כוח ומוניטין משמעותיים במשק הישראלי, ובעלי ניסיון וידע נרחב בכל הנוגע לפעילות התעשייה הישראלית בכלל ופעילות משק הגז הטבעי בישראל בפרט. מרבית מפעלי התעשייה הגדולים במשק חתמו על הסכמים לרכישת גז טבעי במסגרת הקמת תחנות כוח פרטיות בחצר המפעל, לאספקת צרכי החשמל והחום (באמצעות הפקת קיטור מהחום השיורי של תחנות הכוח) של המפעל, המהווה רק חלק מיכולת הייצור של תחנת הכוח, ומכירת החשמל המיוצר לצרכנים חיצוניים או לחח"י. בהתאם לכך, גם הסכמי רכישת הגז הטבעי עליהם חתמו מרבית מפעלי התעשייה הגדולים עד כה הינם בעלי מאפיינים של הסכמים עם תחנות כוח פרטיות. צריכת הגז הטבעי בסקטור התעשייה בשנת

¹⁵ מקור: דו"ח כספי של חח"י לשנת 2019.



GIZA SINGER EVEN

2019 הסתכמה בכ-2.4 BCM, גידול של 20% בהשוואה לשנת 2018. עיקר הגידול נובע מחיבור של צרכנים חדשים לרשת החלוקה.¹⁶

■ **צרכנים בינוניים וקטנים** - מגזר צרכני רשתות החלוקה הכולל בעיקר מפעלים ועסקים בינוניים וקטנים, הינו מגזר חדש יחסית במשק הגז הטבעי שהחל לחתום על הסכמי רכישה וביצוע הסבת תשתיות רק בשנים האחרונות. צרכנים אלה מאופיינים בצריכת גז בלחץ נמוך, בהיקף כמותי קטן יחסית ולא רציף על פני שעות היממה, כאשר חלקם עדיין לא מחוברים למערכות ההולכה היבשתית, או החלוקה, ובשל כך צורכים גז טבעי דחוס (Condensed Natural Gas – CNG) - פתרון זמני ולא מיטבי, שכן עלות הצריכה יכולה להגיע לפי 2 מעלות הגז טבעי המוזרם בצינור מערכת החלוקה. יצוין כי בהתאם לאסדרה שנקבעה בעניין זה, חלק מצרכנים אלו מקימים או מתעתדים להקים תחנות כוח מבוססות גז טבעי בהיקף ייצור קטן, אשר מטרתו אספקת חשמל וחום למפעל שבחצריו מוקמות תחנות אלו.

■ **צרכנים ושווקים נוספים** - נוסף על מגזרי החשמל והתעשייה צפויים להתפתח בשנים הקרובות מספר סקטורים נוספים הצפויים להגדיל את הביקושים לגז טבעי ובכלל זה בתחום התחבורה אשר צפוי להגדיל משמעותית את היקף השימוש בגז הטבעי – זאת לאור צפי לכניסה לשוק של רכבים המונעים בחשמל וכן מהלכים לקידום שימוש בתחבורה כבדה מונעת גז טבעי דחוס ולהקמת תחנות לתדלוק בגז טבעי דחוס, וכן, מפעלים המבוססים על גז טבעי כחומר גלם. בנוסף מקדמת הממשלה מהלכים שנועדו לאפשר שילוב גז טבעי בענף הדיור לצורך מתן מענה לשימושים ביתיים שונים.

4.3. סביבה רגולטורית

הפקת גז טבעי ממאגרים במים הטריטוריאליים של מדינת ישראל ומכירתו כפופים למגבלות רגולטוריות בקשר עם כמות הגז המופקת, הגבלות על ייצוא הגז מחוץ לישראל, בקשר למחירי הגז ועוד. בנוסף הפקה ומכירה של גז טבעי ממאגרי תמר, לווייתן, כריש ותנין ו/או מאגר אחר כפופה למגבלות רגולטוריות נוספות כמפורט להלן:

■ **תמלוגים למדינת ישראל** - על פי חוק הנפט בעל חזקה חייב בתמלוג בשיעור של 12.5% מכמות הגז הטבעי או הנפט שהופקה בחזקה וכי בעל החזקה ישלם למדינה את שווי השוק של התמלוג בפי הבאר. אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר במאגר תמר, נמצא בדיון בין הממונה על ענייני הנפט לבין השותפים במאגר תמר וטרם נקבע סופית.¹⁷ החל משנת 2019 שילמו שותפי פרויקט תמר מקדמות שנתיות על חשבון תמלוגים בשיעור של כ-11.3% מהכנסות פרויקט תמר ובשנים 2017 ו-2018 בשיעור של 11.65%. במאגר לווייתן, משלמות השותפות במאגר תמלוגים למדינת ישראל בשיעור של כ-11.26%. במחצית הראשונה של 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה הנחיות הכוללות הוראות כלליות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר לזכויות נפט בים. עוד נקבע בהנחיות כי הממונה יקבע לכל בעל חזקה,

¹⁶ לא כולל צריכת הגז במפעלי תעשייה לצורך ייצור חשמל.

¹⁷ בחודש מאי 2020, פרסם מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה את הנוסח הסופי של ההנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בהתאם לסעיף 32(ב) לחוק הנפט, תשי"ב-1952.



GIZA SINGER EVEN

מזמן לזמן, הוראות פרטניות עבור כל חזקה, בהן יפורטו ההוצאות המוכרות בניכוי, לעניין חישוב התמלוג, בהתאם למאפייניה הפרטניים של החזקה.

■ **חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע - חוק מיסוי משאבים קובע היטל על רווחי נפט וגז לפי מנגנון אשר מקשר בין שיעור ההיטל לבין יחס ההכנסות המצטברות נטו מפרויקט הפקת הנפט והגז לבין סך ההשקעות המצטברות נטו מפרויקט הפקת הנפט והגז לבין סך ההשקעות המצטברות בגין חיפוש ופיתוח ראשוני של המאגר (להלן: "יחס כיסוי ההשקעות").** ההיטל המינימאלי בשיעור של 20% יגבה כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של 50% (תלוי בין היתר בשיעור מס החברות) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 2.3. ההיטל יחושב ויוטל על כל מאגר בנפרד. ביום 7 בינואר 2021 פרסם משרד האוצר תזכיר לחוק הקובע בין היתר כללי תשלום ביחס לשומות המצויות במחלוקת.¹⁸

■ **הגבלים עסקיים ופטור מהוראות חוק התחרות הכלכלית** – בחודש אוגוסט 2015, התקבלה החלטת ממשלה בדבר מתווה להסדרת משק הגז הטבעי בישראל לרבות בקשר לזכויות השותפות במאגרי הגז הטבעי "תמר", "לוויתן", "כריש" ו-"תנין", אשר נכנסה לתוקף ביום 17 בדצמבר 2015, עם הענקת פטור ממספר הוראות של חוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988 (להלן: "מתווה הגז").

מתווה הגז מעניק פטור לדלק קידוחים, נובל ורציו חיפושי נפט (1992-) שותפות מוגבלת (להלן יחדיו: "הצדדים") מן ההסדרים הכובלים בקשר עם מאגר לווייתן. כמו כן, מתווה הגז מעניק פטור ביחס לסמכויות מסוימות של הממונה (סמכות להסדיר פעולות מונופולין באמצעות הוראות, סמכות להורות לבעל מונופולין על מכירת נכס, וסמכות להורות על הפרדת מונופולין) בקשר עם היות דלק קידוחים ונובל בעלות מונופולין מכוח ההכרזה עליהן על-ידי הממונה בשנת 2012 (להלן: "הפטור").¹⁹ מתן הפטור כמתואר לעיל מותנה בקיום, בין היתר, התנאים הבאים:

- מכירת הזכויות של דלק קידוחים, ונובל במאגרים כריש ותנין לצד שלישי שלא קשור למי מהן בתוך 14 חודשים ממועד מתן הפטור או ממועד פרסום טיוטת אסדרה חדשה על ידי הממונה על ענייני הנפט בנוגע לתנאי הכשירות למפעיל, כמאוחר מביניהם. ביום 16 באוגוסט 2016, נחתם הסכם למכירת כלל הזכויות בחזקות כריש ותנין בין דלק קידוחים לבין אנרגיאן.
- מכירת מלוא הזכויות של דלק קידוחים במאגר תמר לצד שלישי שלא קשור אליה או למי מהמחזיקים בזכויות במאגרי לווייתן, כריש ותנין וכן הגבלת הזכויות של נובל במאגר תמר לשיעור של 25% לכל היותר זאת תוך 72 חודשים. בינואר 2018 נובל מכרה לתמר פטרולים בע"מ 7.5% מזכויותיה במאגר תמר, וכתוצאה מכך ירדה לשיעור אחזקה של

¹⁸ תזכיר חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע (תיקון), התשפ"א-2021 – אתר החקיקה הממשלתי, 07/01/2021.
¹⁹ הכרזה על בעלי מונופולין לפי סעיף 26(א) לחוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח – 1988: דלק קידוחים שותפות מוגבלת יחד עם אבנר חיפושי נפט וגז שותפות מוגבלת, Noble Energy Mediterranean Ltd., ישראל מקו נגב 2 שותפות מוגבלת ודור חיפושי גז שותפות מוגבלת- בעלות מונופולין באספקת גז טבעי לישראל החל מהמחצית השנייה של 2013 (13.11.2012) הגבלים עסקיים 500249.



GIZA SINGER EVEN

25% במאגר תמר. נכון למועד העבודה, השותפות מחזיקה במישרין ב-22% ממאגר תמר, וכן מחזיקה באופן עקיף בתמר באמצעות החזקותיה בתמר פטרוליום – כך שסך ההחזקות הישירות והעקיפות מסתכם לכ-25.7855%.

- הטלת מגבלות על הסכמים חדשים שיחתמו לאספקת גז ממאגרי תמר ולוויתן כגון איסור על מגבלות רכישה מספקים אחרים, במקרים מסוימים מתן הזכות לצרכנים לקבוע חד צדדית את תקופת ההתקשרות ומתן אפשרות חד צדדית לצרכנים לשינוי בהיקף האספקה בהסכם.

- סביבה רגולטורית יציבה** - במתווה המקורי התחייבה ממשלת ישראל לשמור על "יציבות רגולטורית" בהקשר של חיפוי גז טבעי והפקתו למשך תקופה של 10 שנים. במרץ 2016 פסק בג"ץ כי סוגיית היציבות הרגולטורית במתווה הגז בנוסח הקיים אינה חוקית. במאי 2016 שבה ואימצה הממשלה את החלטתה בעניין מתווה הגז, תוך קביעת הסדר חלופי בעניין "סביבה רגולטורית יציבה" לשם הבטחת סביבה רגולטורית המעודדת השקעות במקטע חיפוי הגז הטבעי והפקתו.

- אסדרת מחירים** - בתקופה שבין הכניסה לתוקף של מתווה הגז, ועד למועד קיום מלוא תנאי הפטור, פיקוח המחירים בענף הגז הטבעי מתוקף חוק ההגבלים יוגבל להטלת דרישות דיווח על רווחיות ומחיר הגז, זאת בתנאי ובמהלך תקופה זו, יציעו בעלי הזכויות בתמר ולוויתן לצרכנים פוטנציאלים מחיר המבוסס על המחיר הממוצע המשוקלל של המחירים בהסכמים הקיימים במאגרים, במספר חלופות המחיר וההצמדה שפורסמו במסגרת החלטת ממשלה 476 מיום 16 באוגוסט 2015. החל מהרבעון השלישי של שנת 2016, רשות הגז הטבעי מפרסמת כל רבעון את מחיר הגז הטבעי המשוקלל ואת מחיר הגז הטבעי ליצרני חשמל פרטיים.

ביום 1 ביוני 2020 פורסמה החלטת הממונה על התחרות, לפי סעיף 14 לחוק התחרות הכלכלית, התשמ"ח-1988, אודות תיקון תנאי למתן פטורים מסוימים מאישור הסדרים כובלים למספר הסדרים שבין שותפי תמר ולקוחותיהם, לפיה בוטלה הדרישה לאשר מראש כל הסכם לאספקת גז מפרויקט תמר, וחלף זאת, יועברו ההסכמים למשטר הערכה עצמית, קרי נטל בחינת חוקיותם יוטל על שותפי תמר ולקוחותיהם, כאשר הממונה על התחרות תוכל לבחון את ההסכמים בדיעבד ואף לא בסמוך למועד חתימתם, ולנקוט בצעדי אכיפה ככל שיימצא שבוצעו הסדרים שפגעו בתחרות.

4.4. גורמי סיכון

פעילות החיפוי ופיתוח הממצאים של נפט וגז טבעי כרוכה בהוצאות כספיות ניכרות בתנאי חוסר ודאות וכפועל יוצא ברמת סיכון פיננסי גבוהה ביותר. להלן גורמי סיכון וחוסר ודאות בעלי השפעה מהותית על פעילות הרוכשת של מאגרי כריש ותנין והתקבולים הצפויים מהם:

- שינויים בתעריף ייצור החשמל, מדדי מחירים, מחירי מקורות אנרגיה חלופיים** - המחירים המשולמים על ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל כפי שמעודכן מדי שנה ע"י רשות החשמל, משער החליפין שקל/דולר אמריקאי, ממדד המחירים לצרכן האמריקאי וממחירי דלקים התחליפיים לגז כגון מזוט, סולר וברנט. כמו כן, שינוי



GIZA SINGER EVEN

משמעותי במקורות אנרגיה תחליפים יכול להביא לידי שינוי במודל השימוש של חח"י כד שתינתן עדיפות לתחנות כוח המופעלות באמצעות מקורות אנרגיה תחליפיים לגז. ירידה בתעריפים עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים שיתקבלו ממאגרי כריש ותנין ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחם. עם זאת, על פי דיווחי אנרגיאן מחיר המכירה בהסכמים כולל רצפת מחיר.

■ **צמיחת תחום האנרגיות המתחדשות** – בשנים האחרונות הולך וגובר חלקן של האנרגיות המתחדשות בתמהיל הדלקים לייצור חשמל בישראל. אנרגיה מתחדשת מוגדרת כאנרגיה שמקורה בניצול חום וקרינת שמש, רוח, ביו-גז וביו-מסה או מקור לא מתכלה אחר שאינו דלק פוסילי. כ-5.7% מייצור החשמל בפועל של מדינת ישראל בשנת 2020 הגיע ממקורות מתחדשים, אך מספר זה צפוי לעלות בעקבות הוספת המכסות שיזמה הממשלה במטרה לעמוד ביעדי הייצור ממקורות מתחדשים של כ-20% מסך הביקוש לאנרגיה בשנת 2025 ו-30% עד שנת 2030.²⁰ תעריפי האנרגיות המתחדשות הופחתו ע"י הרשות בהדרגה מ-2008 עקב פחות בעלויות ההקמה והמימון וניהול תהליכים תחרותיים. מגמות אלו מצביעות על כך כי אנרגיות מתחדשות עשויות להוות חלק גדול יותר בייצור האנרגיה העתידי בישראל.

■ **סיכון גיאופוליטי** – 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 ו/או עם גופים בינ"ל הפועלים בישראל. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון ו/או הרעה במערכת היחסים בין ישראל לשכנותיה, מטעמים בטחוניים ו/או מדיניים ו/או כלכליים, עלולה לפגוע ביכולתן של החברות הפועלות בשוק הגז והנפט בישראל לקדם את עסקיהן עם מדינות וגופים כאמור, ולייצא גז למדינות שכנות.

■ **תחרות באספקת הגז** – במהלך העשור הקודם נתגלו במימי ישראל מספר מאגרי גז משמעותיים בהיקפים העולים באופן ניכר על הערכות משרד האנרגיה ביחס לצרכי המשק המקומי. ישראל העניקה רישיונות חיפוש במים הכלכליים שלה בעקבות שני הליכים תחרותיים (ב-2017 ו-2019) שעשויים להוביל לתגליות נוספות. בשנת 2017 החלה הפקה משמעותית ממאגר זור ("Zohr") המצרי, שמספק גז לשוק המצרי. בנוסף, התגלו מאגרים משמעותיים במים הכלכליים של קפריסין, שעדיין לא התקבלו לגביהם החלטות פיתוח. 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 ועל ידי כך להגביר את היקף התחרות בענף.

■ **מגבלות על ייצוא** – הגבלת כמות הגז שניתן לייצא עלולה להשפיע לרעה באופן של עודף היצע בשוק המקומי ולירידה בתעריפים שעלולה להשפיע לרעה גם על המחירים שיתקבלו ממאגרי כריש ותנין ועל הכדאיות הכלכלית לפיתוחם. בהקשר זה נציין כי בהתאם לטיוטת המלצות ועדת אדירי מיולי 2018, מכסות יצוא הגז כפי שנקבעו בהחלטת ממשלה 442 יוותרו ללא שינוי. עם זאת, בהתאם להמלצות הועדה, נוסחת חישוב מכסת היצוא תשתנה, כך שתהיה גבוהה יותר ביחס לנוסחה שנקבעה בהחלטת ממשלה 442, עבור מאגרי גז שטרם התגלו בלבד. ביום

²⁰ "יעדי יצור חשמל מהשמש ומהגז הטבעי" – משרד האנרגיה, 22/07/2020.



GIZA SINGER EVEN

25 באוקטובר 2020 החליטה הממשלה כי יכונס הצוות המקצועי לבחינה תקופתית של המלצות הוועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל. המלצות הביניים של הצוות צפויות להתפרסם בזמן הקרוב. בשם לב למדיניות הממשלה בעניין ייצוא גז טבעי וכן להגדלת ייעדי השימוש באנרגיות מתחדשות לא צפויה מגבלה שתצמצם את היקף הייצוא המותר של גז טבעי ללקוחות מחוץ לישראל. בהקשר זה יצוין כי התקבלו אישורי ייצוא לכל הסכמי הייצוא שפורטו לעיל. ביום 6 בינואר 2019 אישרה הממשלה את המלצות ועדת אדירי בהחלטת ממשלה 21.4442.

■ **תלות בתקינות מערכת ההולכה הארצית - יכולת ההספקה של הגז שיופק מהמאגרים לצרכנים הפוטנציאליים מותנה, בין היתר, בתקינותה של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז ושל רשתות החלוקה האזורית.**

■ **תלות בקבלנים ובספקי ציוד ושירותים מקצועיים – נכון למועד העבודה, אין בישראל קבלנים המבצעים את מירב הפעולות הדרושות להקמה ותפעול של מאגרי גז טבעי ונפט, ולפיכך קיימת תלות של החברות הפועלות בענף בקבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. יתירה מכך, מספר המתקנים המסוגלים לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים בפרט הינו קטן יחסית וקיים סיכון כי לא יימצא מתקן מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להן. עקב כך, עשויות הפעולות הנ"ל להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות.**

■ **סיכוני תפעול והעדר כיסוי ביטוחי מספק - פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז חשופות למגוון סיכונים טכניים ותפעוליים, כגון אובדן שליטה על קידוח או באר, ו/או תקלה במתקנים תת-ימיים או על-ימיים, שעשויים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה עד כדי השבתתה לתקופה קצרה או ממושכת. כמו כן, קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום עקב התפרצות ו/או נזילה של נוזלים ו/או דליפה של גז. על אף הביטוחים הקיימים בשוק, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי.**

■ **עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים - עלויות משוערות לביצוע פעולות חיפושים ופיתוח, ולוחות זמנים משוערים לביצוען מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ועלולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים עשויות להשתנות במידה משמעותית, בין היתר, בעקבות תקלות ו/או ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולהביא לפערים ניכרים בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. במקרים מסוימים בעל החזקה עשוי לוותר על ביצוע פעולות מסוימות הנדרשות בהתאם לתכניות העבודה של המאגרים, ועקב כך עלול לאבד את הזכויות בהם.**

■ **שינויים רגולטוריים - תחום הפעילות דורש אישורים רגולטוריים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד האנרגיה, משרד הבטחון, משרד איכות הסביבה, רשויות המס, רשות התחרות**

²¹ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 10 בינואר 2019
https://www.gov.il/he/departments/news/ng_060119



GIZA SINGER EVEN

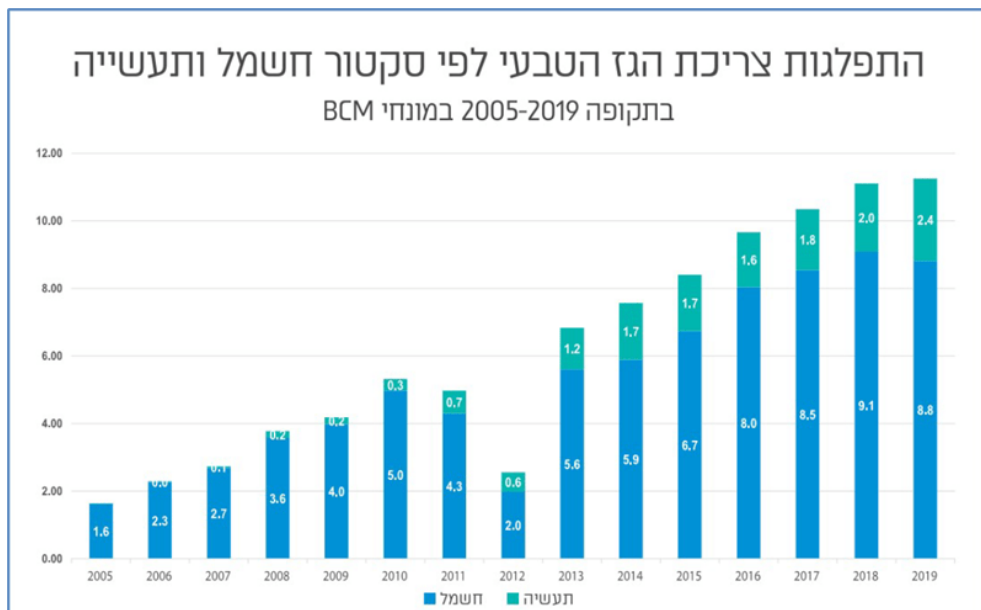
ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ו/או בתקנות ו/או בהנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות ופורסמו מספר החלטות, חוקים והנחיות אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על החברות הפועלות בתחום.

▪ **כפיפות לרגולציה סביבתית** – החברות הפועלות בתחום הגז הטבעי, כפופות 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, בוך קידוח, מלט וכיוצא"ב), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאוויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, החברות נדרשות, באמצעות מפעילות הפרוייקטים, להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט, חוק משק הגז הטבעי וכן חוקים אחרים (כגון חוקים להגנת הסביבה) לצורך פעילותן.

גורמי סיכון נוספים - קיימים גורמים נוספים אשר תורמים לחוסר הוודאות השורר בתחום הפעילות ובהם קשיים בהשגת מימון, סיכוני אבטחת מידע, תלות בלקוחות מהותיים, תלות במזג אוויר ובתנאי הים, ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט ועוד.

4.5. ביקושים

תרשים 1 – צריכת גז טבעי בשנים 2005-2019²²



צריכת הגז הטבעי במשק הישראלי בשנת 2019 הסתכמה בכ-11.25 BCM, כ-93% מהכמות סופקה ממאגר תמר והיתרה מיבוא גז טבעי נוזלי דרך המקשר הימי.²³ על פי הערכות השותפות, צריכת הגז הטבעי במשק הישראלי בשנת 2020 הסתכמה לכ-12.0 BCM, מתוכם: כ-7.8 BCM סופקו על ידי מאגר תמר, כ-3.5 BCM על ידי מאגר לויתן והיתרה מהמקשר הימי.

²² מקורות: משרד האנרגיה <http://online.fliphtml5.com/dldee/idah/>
²³ רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה http://fs.knesset.gov.il/23/Committees/23_cs_bg_582204.pdf



GIZA SINGER EVEN

להלן הגורמים המרכזיים אשר צפויים להניע את הצמיחה בביקוש לגז טבעי:

4.5.1. משק החשמל

בשנים האחרונות ניכרת מגמה של הפחתה משמעותית של השימוש בתזקי נפט ופחם בייצור חשמל ומעבר לשימוש בגז טבעי ובאנרגיות מתחדשות. מגמה זו מובלת על ידי משרד האנרגיה והחלטות ממשלה לקביעת יעדים לצמצום השימוש בדלקים מזהמים, בין השאר, ע"י השבתת תחנות כח של חח"י והסבתן לייצור באמצעות גז טבעי. להלן פירוט החלטות הממשלה שהתקבלו בנושא בשנים האחרונות:

- באוגוסט 2016 הודיע שר האנרגיה על החלטתו להשבית ארבע יחידות ייצור פחמיות של חח"י עם חיבורם של שלושה מאגרי גז לחוף, והקמתן של תחנות כוח חדשות המופעלות בגז טבעי תוך עד שש שנים. בהמשך לכך, בספטמבר 2016 התקבלו בחח"י 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 ביוני, 2022.
- בנובמבר 2017 החליט שר האנרגיה 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.
- במרץ 2018 אישרה ועדת הכספים של הכנסת ולאחריה מליאת הכנסת צווים, בהם נקבע, בין היתר, כי החל מיום 15 במרץ, 2019 יעלה מס הבלו על פחם בכ-125%, וזאת נוכח מדיניות הממשלה לגלם עלויות חיצוניות של דלקים ולעודד הרחבת שימושים בגז טבעי. ביום 20 בפברואר 2019, חתם שר האוצר על צו הדוחה את עליית הבלו הצפויה על פחם, והוא נכנס לתוקף ביום 1 בינואר 2021. בנוסף, הוחלט כי החל מיום 1 בינואר 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 במאי 2018, יבוטל באופן הדרגתי הישבון הבלו על הסולר, המשמש בעיקר לצרכי תחבורה.
- באוקטובר 2018, שר האנרגיה הציג תכנית שמטרתה להביא להפחתת השימוש באנרגיה מזהמת, שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד לשנת 2030. בהתאם לתכנית, נקבעו היעדים בתחומים הבאים:
 - א. תחום החשמל - ייצור החשמל באמצעות שימוש ב-80% גז טבעי ו-20% אנרגיות מתחדשות החל משנת 2030, תוך סגירה סופית של התחנות הפחמיות בחדרה ובאשקלון בשנת 2028.
 - ב. תחום התעשייה - ייצור 95% מהאנרגיה והקיטור הנדרשים לתעשייה, באמצעות גז טבעי החל משנת 2030.
 - ג. תחום התחבורה - מעבר הדרגתי למכוניות חשמליות ומשאיות גז טבעי, והטלת איסור מוחלט על יבוא מכוניות הפועלות באמצעות דלקים מזהמים החל משנת 2030.



GIZA SINGER EVEN

- בנובמבר 2019 הודיע שר האנרגיה כי ניתן לקצר את לוחות הזמנים בהסבת תחנות הכוח הפחמיות בחדרה ובאשקלון לגז טבעי עד לשנת 2025. כפועל יוצא, בשנה זו צפוי להסתיים עידן הפחם במדינת ישראל. החלטה זו מקצרת את לוחות הזמנים שנקבעו קודם לכן ב-4 שנים.
- ביום 8 ביוני 2020 פורסמה הודעה משותפת למשרד האנרגיה ולמשרד להגנת הסביבה²⁴, בדבר החלטת השרים להנחות את חברת החשמל להרחיב את ההשבתות היוזמות של היחידות הפחמיות המזהמות 1-4 באתר אורות רבין בחדרה, וזאת החל מהמחצית השנייה של שנת 2020 ועד להשבתתן המוחלטת בשנת 2022, ובכך להביא להפחתה משמעותית נוספת של פליטות המזהמים לאוויר.
- ביום 24 ביוני 2020 הודיע שר האנרגיה²⁵ על החלטתו להפחית עוד כ-20% משיעור השימוש בפחם בתחנות הכח של חברת החשמל ביחס לשנת 2019. לפיכך, השימוש בפחם בשנת 2020 לא יעלה על 24.9% (לעומת 30% בשנת 2019).
- על פי התחזית העדכנית של רשות החשמל, אשר צוינה בדוח השנתי של רשות החשמל לשנת 2019²⁶ כפי שפורסם בסוף יוני 2020, ייצור החשמל מגז טבעי צפוי לעלות באופן משמעותי ולעמוד על כ-83% בשנת 2025.
- ביום 25 באוקטובר 2020 התקבלה החלטת ממשלה בנושא קידום אנרגיה מתחדשת במשק החשמל, החלטה שהתבססה בין היתר על עקרונות המדיניות שקבע שר האנרגיה ביולי 2020, ולפיה ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בשנת 2030 יעמוד על 30% מסך צריכת החשמל וייצור החשמל מגז טבעי יעמוד על 70% מסך צריכת החשמל. כן נקבע עדכון ליעד הביניים, כך שזה יעמוד על 20% ייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות עד לסוף שנת 2025. יישום מדיניות זו עשוי להשפיע על הביקוש לגז טבעי במשק המקומי.
- ביום 8 בפברואר 2021 פורסם כי שר האנרגיה הנחה את חברת החשמל להפחית את השימוש בפחם כך שלא יעלה על 22.5% מסך ייצור החשמל בשנת 2021, וזאת כחלק מהמדיניות לסיים את עידן הפחם בישראל עד 2025.²⁷

4.5.2 מעבר לשימוש בגז טבעי בתעשייה

- גז טבעי הינו מרכיב מרכזי בצריכת האנרגיה של התעשייה (כ-37.5% מתוך סך השימוש בדלקים בתעשייה בישראל בשנת 2019)²⁸. המפעלים מחוברים לגז טבעי דרך רשתות הולכה וחלוקה כאשר דמי ההולכה והחלוקה מפוקחים על ידי רשות הגז הטבעי.

²⁴ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 8 ביוני 2020

https://www.gov.il/he/departments/news/press_080620

²⁵ אתר משרד האנרגיה, הודעת הדוברות מיום 24 ביוני 2020

https://www.gov.il/he/departments/news/press_240620

²⁶ <https://www.gov.il/he/departments/general/dochmeshek>

²⁷ <https://www.calcalist.co.il/local/articles/0,7340,L-3892470,00.html>

²⁸ מקור: סקירת משק האנרגיה בישראל 2019 – משרד האנרגיה

https://www.gov.il/BlobFolder/reports/energy_sector_2019/he/energy_sector_review_2019.pdf



GIZA SINGER EVEN

- על פי דו"ח סיכום הפעילות של רשות הגז הטבעי במשרד האנרגיה לשנת 2019, עד כה נפרשו ברחבי הארץ כ-508 ק"מ של צנרת חלוקה (מתוכם כ-158 ק"מ במהלך שנת 2019) וכ-737 ק"מ של צנרת הולכה (מתוכם כ-37 ק"מ במהלך שנת 2019). הרחבת פריסת רשת החלוקה של גז טבעי עשויה לאפשר חיבור של מאות צרכני תעשייה פוטנציאליים לרשת עד שנת 2030, שצריכתם צפויה להסתכם לכ-0.72 BCM לשנה, המהווים כ-80% מפוטנציאל הצריכה התעשייתית הקלה.
- על פי הערכות רשות הגז הטבעי, ללא צעדי מדיניות נוספים, עד לשנת 2025 צפויים להתחבר לרשת החלוקה כ-150 צרכנים עם סך צריכה של כ-0.45 BCM, שמהווה כמחצית מכלל פוטנציאל החיבור של צרכני התעשייה הקלה. צריכה פוטנציאלית נוספת של כ-0.27 BCM הנובעת מחיבורם של כ-300 מפעלים נוספים, קטנים יותר, צפויה להתממש בעקבות יישום צעדי מדיניות נוספים (כגון תמיכה תקציבית בפרישת רשת החלוקה, עידוד צרכנים לשימוש בגז טבעי וכו').
- על פי הערכות רשות הגז הטבעי, בשנת 2030 צפוי סך הביקוש לגז טבעי בסקטור התעשייה לעמוד על יותר מ-3 BCM מהם כ-2.25 BCM מצריכת גז טבעי בתעשייה לצרכנים המחוברים לרשת ההולכה וכ-0.84 BCM מצריכת גז טבעי לצרכנים המחוברים לרשת החלוקה.
- ביום 10 ביולי 2020 פרסם משרד האנרגיה תזכיר חוק לתיקון חוק משק הגז הטבעי, במסגרתו יהא שר האנרגיה רשאי להעניק רישיון להקמת רשת חלוקה מסוימת לחברת נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), אם מצא כי קיים צורך דחוף בכך, ואין גורם מהמגזר הפרטי שמעוניין ויכול להקים את הרשת. מטרת תזכיר החוק האמור הינה לאפשר האצת חיבורם של מפעלי תעשייה לתשתית הגז הטבעי.

4.5.3. ייצוא

- בעת האחרונה ניכרת מגמת שיפור ביחסים עם מספר מדינות שכנות אשר הקשרים העסקיים עימן הינם אסטרטגיים בעבור מדינת ישראל בכלל, ובעבור חברות הגז בפרט. שיפור היחסים הביא לחתימה על הסכמים לייצור גז טבעי מישראל לשכנותיה, כמפורט להלן:
- שותפי תמר חתמו על הסכמים עם חברת NBL Eastern Mediterranean Marketing Limited (להלן: "NBL") לצורך ייצוא גז טבעי לצרכנים בירדן. במקביל, NBL חתמה על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab potash Company ו-Jordan Bromine Company, לפיו הן תרכושנה מ-NBL גז טבעי שימשמש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן. הסכמים אלה הינם לתקופות של כ-15 שנים והכמות הכוללת של הגז הטבעי בהסכמים אלה הינם כ-3 BCM.
 - ביום 26 בספטמבר 2016 נחתם הסכם בין שותפות לויתן לבין חברת החשמל הירדנית (NEPCO), לאספקה של עד כ-45 BCM גז טבעי לתקופה של כ-15 שנים. על פי דיווח של דלק



GIZA SINGER EVEN

קידוחים מיום 31 בדצמבר 2019, החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר לווייתן ללקוחות עימם נחתמו הסכמי גז, ומיום 1 בינואר 2020 גם לחברת החשמל הירדנית.

■ ביום 19 בפברואר 2018 נחתמו הסכמים בין דלק קידוחים ונובל לבין חברת דולפינוס המצרית, אשר הוסבו ביום 26 בספטמבר 2018 לשותפי תמר ולשותפי לווייתן. ביום ה-26 בספטמבר 2019 נחתמו תיקונים להסכמי הייצוא האמורים לאספקת גז טבעי ממאגר תמר וממאגר לווייתן בהיקפים של כ-BCM 25.3 וכ-BCM 60, בהתאמה, לתקופה של כ-15 שנים. מנגנון ה-Take or Pay בהסכמי הייצוא המתוקנים כולל הפחתת מחוייבות הצריכה השנתית המינימאלית ל-50% עבור שנה קלנדרית בה מחיר הברנט הממוצע נמוך מ-50 דולר. ביום 15 בינואר 2020 דיווחו שותפי לווייתן על התחלת הזרמת הגז למצרים, ובמהלך חודש יולי 2020 החלה הזרמת הגז ממאגר תמר למצרים.

■ ביום 6 בנובמבר 2019 הושלמה עסקה לרכישת 39% מחברת EMG, המחזיקה בבעלותה צינור ימי להולכת גז בין ישראל למצרים, על-ידי EMED (חברה המוחזקת ע"י דלק קידוחים (25%), נובל (25%) ו-חברת East Gas (50%), אשר במסגרתה, הועברו מלוא זכויות הקיבולת וההפעלה בקשר עם צינור EMG לרוכשת (EMED), על מנת להוציא לפועל את ההסכמים עם חברת דולפינוס כמתואר לעיל.

■ ביום 26 במרץ 2020, פרסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי תוספת להחלטה מיום 7 בספטמבר 2014, בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הישראלית וחלוקת עלויות ההקמה של המקטע המשולב אשדוד-אשקלון. במסגרת התוספת להחלטה נקבע, בין היתר, כי המקטע הימי של מערכת ההולכה שעתיד לקום, באופן שיאפשר הזרמה למצריים של מלוא כמויות הגז הקבועות בהסכמי דולפינוס, ימומן על ידי בעל רישיון ההולכה (43.5%) ועל ידי הייצואן (56.5%) בהתאם לאבני הדרך שייקבעו בהסכם ההולכה.

■ ביום 15 בפברואר 2021 דיווחו השותפים במאגרי תמר ולווייתן על התקיימות התנאים המתלים בהסכם ההולכה שנחתם עם נתג'ז לצורך ייצוא גז למצרים באופן שיאפשר הזרמה על בסיס קבוע והגדלת כמויות המכירה למצרים על פי תנאי האספקה בהסכמי מכירת הגז של השותפויות השונות.

4.5.4. השלכות משבר הקורונה

■ במהלך הרבעון הראשון לשנת 2020 נרשמו בשווקים הבינלאומיים תנודות חדות וירידות חדות ביותר במחירי הנפט והגז הטבעי. על פי הערכות בשוק, ניתן לייחס את התנודות למשבר הקורונה, כמו גם לסיבות ולגורמים נוספים המשפיעים על הביקוש וההיצע של מוצרי אנרגיה. לאחר תיקון של השווקים בקצב הייצור של הנפט הגולמי, חזרו להיסחר החוזים העתידיים על נפט גולמי סביב מחיר של 60 דולר לחבית (נכון ליום 9 בפברואר 2021).



GIZA SINGER EVEN

- על פי דו"ח של משרד האנרגיה בדבר השפעות משבר הקורונה על צריכת האנרגיה בישראל (להלן בסעיף זה: "דו"ח משרד האנרגיה")²⁹, צריכת הגז הטבעי לייצור חשמל בחודשים מרץ-אפריל 2020 הייתה נמוכה בכ-10% ביחס לתקופה המקבילה אשתקד. צריכת הגז הטבעי לתעשייה הגדולה בחודשים מרץ-אפריל של שנת 2020 הייתה נמוכה בכ-13% ביחס לחודשים המקבילים בשנת 2019. צריכת הגז הטבעי של צרכנים קטנים ובינוניים בחודשים מרץ-אפריל של שנת 2020 הייתה גבוהה בכ-14% ביחס לחודשים המקבילים בשנת 2019. צריכת תזקקי הדלקים שנבדקו בדו"ח משרד האנרגיה (סולר, בנזין, דס"ל וגפ"מ) בחודש מרץ 2020 הייתה נמוכה בכ-39% ביחס לתקופה המקבילה אשתקד, עם זאת, צריכת החשמל הכוללת בשנת 2020 הסתכמה להיקף דומה לצריכת החשמל בשנת 2019.
- על פי דיווח השותפות, החל ממחצית חודש מרץ 2020 ועד לסוף הרבעון השני לשנת 2020 נרשמה ירידה בביקושים ובהתאם במכירות הגז הטבעי המופק מהמאגרים לוותן ותמר, וזאת ביחס לתחזיות קודמות אשר עודכנו על ידי השותפות במהלך חודש יולי 2020. יחד עם זאת, במהלך הרבעון השלישי לשנת 2020 קצב המכירות מהמאגרים היה גבוה ביחס לקצב המכירות הממוצע בכל אחד משני הרבעונים הראשונים לשנת 2020. להערכת השותפות הגידול האמור נבע, בין היתר, מתנאי מזג האוויר, ולמידת המשק הישראלי להתמודד עם משבר הקורונה. מכירות הגז הטבעי (100%) בשנת 2020 מפרויקט לוותן הסתכמו בכ-BCM 7.25 (ביחס לכ-7 BCM בתחזית מיולי 2020 וביחס לכ-BCM 9.3 בתחזית מינואר 2019). בהתאם, עודכנו כלפי מעלה תחזיות המכירות של המאגרים לשנת 2021. ביחס למאגר תמר עודכנו התחזיות לכ-8.6 BCM (ביחס לכ-8.2 BCM בתחזית מיולי 2020), וביחס למאגר לוותן עודכנו התחזיות לכ-9.9 BCM (ביחס לכ-8.9 BCM בתחזית מיולי 2020). ככל שיימשך משבר הקורונה ותימשך ההאטה בכלכלה העולמית, צפוי הדבר להמשיך ולהשפיע לרעה על הביקושים למוצרי אנרגיה ומחיריהם.
- על פי תחזית של יועץ חיצוני שהוכנה עבור השותפות, הביקוש המקומי לגז טבעי בשנת 2021 צפוי להסתכם בכ-BCM 12 ולעלות בהדרגה לכ-BCM 17.9 בשנת 2025. הגידול בביקוש המקומי בין השנים 2020-2025 צפוי לנבוע בעיקר מתוספת של כ-BCM 4.3 כתוצאה מהפסקת השימוש בפחם לייצור חשמל, מתוספת של כ-BCM 1.4 כתוצאה מגידול טבעי בביקוש לחשמל (גידול באוכלוסייה, שיפור ברמת החיים ובהכנסה הפנויה) ומתוספת של כ-BCM 0.6 כתוצאה מהשלמת חיבור מפעלי תעשייה וצרכנים קטנים לרשת החלוקה וההולכה של גז טבעי. מנגד, תחזית הביקוש כוללת הפחתה בביקוש המקומי עקב השפעת משבר הקורונה וחדירת אנרגיות מתחדשות למשק המקומי, תוך התייחסות ליעד העדכני של משרד האנרגיה על ייצור החשמל מאנרגיות מתחדשות בהיקף של 30% מסך כל צריכת החשמל בשנת 2030, תחזית היועץ החיצוני מניחה עמידה חלקית בפועל ביעד זה – בשיעור של 25% מכל צריכת החשמל בשנת 2030, כאשר ה-75% הנותרים של צריכת החשמל בשנת 2030 מיוצרים מגז טבעי.

²⁹ "השפעת הקורונה על צריכת האנרגיה בישראל" - משרד האנרגיה, 01/06/2020
https://www.gov.il/BlobFolder/reports/corona_june_2020/he/corona_june_2020.pdf



4.6. התפתחויות בשוק

4.6.1. חזקות "תמר ולויתן"

- ביום 31 בדצמבר 2019, דיווחו שותפי לויתן על התחלת הזרמת הגז הטבעי ממאגר לויתן ללקוחות בהתאם להסכמים לאספקת גז טבעי מהמאגר שנחתמו עימם, לרבות מכירת גז טבעי לירדן. בהמשך לכך, דווח כי ביום ה-15 בינואר 2020, החלה הזרמת הגז ממאגר לויתן למצרים.
- ביום 2 באוקטובר 2020 דיווחה נובל, אשר הינה בעלת אחזקות במאגרים תמר ולויתן ומשמשת כמפעילה של מאגרים אלו, כי אסיפת בעלי המניות אישרה רשמית את עסקת הרכישה של החברה ע"י חברת שברון האמריקאית בתמורה לכ-5 מיליארד דולר. עסקה זו מהווה הבעת אמון בשוק הגז המקומי ובפוטנציאל הכלכלי הגלום בנכסים אלו.
- ביום 30 באוגוסט 2020 דיווחו חלק מהשותפים בפרויקט תמר (תמר פטרוליום בע"מ, ישראל מקו נגב 2 – שותפות מוגבלת, דור חיפוי גז שותפות מוגבלת ואוורסט תשתיות שותפות מוגבלת, להלן ביחד בסעיף זה: "המוכרים") על חתימת הסכמים לאספקת גז טבעי ממאגר תמר לבתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן בסעיף זה: "בזן") ואיי.סי.אל גרופ בע"מ (להלן בסעיף זה: "ICL"). להערכת המוכרים, היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי לבזן צפוי להסתכם בכ-150 מיליון דולר ארה"ב, בהנחה כי בזן תצרוך גז טבעי על-פי הסכם האספקה עד לסוף שנת 2021. היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל-ICL צפוי להסתכם בכ-60% מהיקף ההכנסות הצפוי תחת הסכם בזן. ביום 4 באוקטובר 2020 דווח כי ההסכמים עם בזן ו-ICL אושרו על ידי כל הצדדים לרבות דלק קידוחים.
- ביום 13 בספטמבר 2020 דיווחה קבוצת דלק כי דלק אנרגיה, חברה בת בבעלות מלאה של קבוצת דלק, התקשרה בהסכם עם אסנס תמלוגים, שותפות מוגבלת לרכישת מלוא החזקות דלק אנרגיה (כ-39.93% נכון לאותו מועד) בתמורה כוללת בסך של כ-46 מיליוני ש"ח.
- ביום 23 בספטמבר 2020 דיווחה דלק קידוחים כי השותפות בפרויקט לויתן חתמו על הסכם אספקת גז טבעי לשותפות רמת חובב בהיקף כולל של 1.3 BCM לתקופה של 30 חודשים או מועד ההפעלה המסחרית של מאגר כריש ותנין, המוקדם מבניהם.
- ביום 28 באוקטובר 2020 דיווחה דלק קבוצה בע"מ (להלן בסעיף זה: "קבוצת דלק") על השלמת ההנפקה של אגרות חוב מובטחות בשעבוד זכויותיה (25%) וזכויות דלק מערכות אנרגיה בע"מ (75%) בתמלוגי על ממאגר לויתן בתמורה של כ-180 מיליון דולר בניכוי כרית ביטחון לטובת תשלום ריבית והוצאות הנפקה וחיתום. אגרות החוב נושאות ריבית דולרית שנתית קבועה בשיעור של 7.494% והן מדורגות בדירוג בינלאומי B+ (Fitch).
- ביום 31 בינואר 2021 דיווחה דלק קידוחים כי השותפות בפרויקט תמר חתמו על הסכם פשרה (להלן: "הסכם פשרה תמר") המסדיר את המחלוקות בנוגע לתיקון להסכם אספקת הגז לחח"י משנת 2019 (להלן: "הסכם חח"י-תמר") עליו חתמו חח"י והמוכרים (כפי שהוגדרו לעיל) ביום 4 באוקטובר 2020. על פי הסכם פשרה תמר, יבוטל הסכם חח"י-תמר ובמקומו יבוא הסכם הפשרה, לפיו עד ליום 30 ביוני 2021 תוכל חח"י לרכוש ממאגר תמר כמות של 1.25 BCM,



GIZA SINGER EVEN

במחיר נמוך ממחיר הסכם חח"י-תמר, מתוכה כ-BCM 0.81 אשר כבר סופקו בשנת 2020, וכן, כמויות גז נוספות ככל שאלה לא יסופקו על ידי שותפות לווייתן על פי הסכם חח"י-לווייתן (כמפורט בהמשך).

כמו כן, דלק קידוחים דיווחה כי השותפות בפרויקט לווייתן חתמו על הסכם פשרה (להלן: **"הסכם פשרה לווייתן"**) המסדיר את המחלוקות בנוגע להסכם אספקת הגז עליו חתמו שותפות לווייתן עם חח"י ביום 12 ביוני 2019 (להלן: **"הסכם חח"י-לווייתן"**). על פי הסכם פשרה לווייתן, המתקן את הסכם חח"י-לווייתן, התחייבה חח"י להזמין משותפות לווייתן כמות גז טבעי בהיקף של כ-BCM 1.2 במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021. בנוסף, שותפות לווייתן יעניקו לחח"י הנחה במחיר בגין הזמנת כמויות גז העולות על כ-BCM 0.5 שיוזמנו החל מיום 1 בינואר 2021. במהלך שנת 2020 סופקה לחח"י כמות של כ-BCM 2.4 ממאגר לווייתן, להערכת השותפות בהתאם להסכם פשרה לווייתן, במהלך המחצית הראשונה לשנת 2021, תסופק לחח"י כמות נוספת של BCM 1.2.

■ ביום 19 בינואר 2021, דיווחו השותפות ונתג"ז כי נתג"ז התקשרה בהסכם עם חברת נובל אנרג'י לאספקת שירותי הולכה על בסיס מחייב לצורך הזרמת גז טבעי ממאגר לווייתן וממאגר תמר אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון לייצוא למצרים. על פי ההסכם מתחייבת נובל אנרג'י לרכישת קיבולת הזרמה במערכת ההולכה של כ-BCM 5.5 בשנה ולפחות BCM 44 לאורך תקופת ההסכם. מנגד התחייבה נתג"ז להולכת גז, על בסיס מחייב בכמות שלא תפחת מהכמות האמורה, ואילו יתרת הכמות הנדרשת תוזרם על בסיס מזדמן. עוד הובהר כי מערכת ההולכה תוכננה באופן שיאפשר את הזרמת מלוא כמויות הגז הנדרשות על פי ההסכם. להערכת השותפות, ההכנסות הצפויות לנתג"ז מכוח ההסכם צפויות להסתכם בכ-170 מיליון ש"ח לשנה. הסכם ההולכה יסתיים במועד המוקדם מבין: (1) המועד בו הכמות הכוללת שתוזרם תהיה BCM 44; (2) בחלוף 8 שנים ממועד תחילת ההזרמה (בין חודש יולי 2022 לאפריל 2023); או (3) עם פקיעת רישיון ההולכה של החברה. ביום 15 בפברואר 2021 דיווחה נתג"ז על התקיימות התנאים המתלים שנקבעו בהסכם.

■ ביום 23 בפברואר 2021, דיווחה דלק קידוחים כי השותפות במאגר תמר חתמו על הסכם שנועד לאפשר לכל אחת מהן שיווק נפרד של חלקה היחסי בגז הטבעי המופק ממאגר תמר, מבלי לגרוע מהאפשרות לשיווק משותף של הגז המופק מהמאגר. בהסכם נקבעו מנגנוני פיצוי בכסף או בגז במקרים בהם אחת השותפות תיבחר להגדיל את תפוקת הגז היומית מעבר לחלקה היחסי בתפוקה היומית, על חשבון שותפה שאינה מנצלת את מלוא חלקה היחסי בתפוקה היומית. כניסתו לתוקף של ההסכם כפוף לאישור רשות התחרות, ככל שיידרש.

4.6.2. חזקות "כריש ותנין"

■ **קבלת החלטת השקעה** – ביום 27 במרץ 2018 הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש, ובחודשים מרץ 2018, מרץ 2019 ומרץ 2020 שילמה לשותפות את התשלומים הראשון, השני והשלישי בסך של 10.85 מיליון דולר, 15.34 מיליון דולר ו-14.84 מיליון דולר, בהתאמה.



GIZA SINGER EVEN

- **רישום חברת אנרג'יאן למסחר בבורסה בישראל** – ביום 29 באוקטובר 2018, החלה חברת האם של אנרג'יאן, Energean Oil & Gas plc, להיסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב כחברה דואלית אשר מניותיה נסחרות בנוסף גם ברשימה הראשית של בורסת לונדון.
- **תחילת ייצור מתקן ההפקה הצף של אנרג'יאן** – ביום 27 בנובמבר 2018, הודיעה אנרג'יאן על תחילת ייצור בסין של האסדה הצפה (FPSO) העתידה לשמש את המאגרים כריש ותנין, האסדה עתידה לטפל בגז הטבעי שיופק בפרויקט כריש-תנין במים הכלכליים של ישראל. תהליך ההפקה והטיפול בגז יבוצעו על פי הבאר, במרחק של כ-90 ק"מ מן החוף.
- **חתימת הסכם לבניית ומסירת המקטע המזרחי של תשתית הולכת הגז מהחזקות** – ביום 25 ביוני 2019 הודיעה אנרג'יאן כי חתמה על הסכם עם נתג'יז לפיו תבנה ותעביר לנתג'יז את המקטע המזרחי של תשתית הגז, הכולל מקטע ימי – במרחק של כ-10 ק"מ מן החוף ומקטע חופי. בתמורה לכך, תשלם נתג'יז לאנרג'יאן סכום של כ-369 מיליון ש"ח.
- **חתימת הסכמים למכירת גז טבעי לתחנת הכוח באלון תבור** – ביום ה-21 בנובמבר 2019 דיווחה רפק אנרגיה בע"מ כי קבוצת MRC אשר זכתה במכרז של חח"י לרכישת תחנת הכוח באלון תבור, התקשרה עם אנרג'יאן בהסכם לאספקת גז טבעי בכמות שנתית של כ-0.5 BCM לתקופה של 15 שנים (ובסך הכל עד 8 BCM). ביום 17 בדצמבר 2020, דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם רפק אנרגיה בע"מ בהסכם נוסף לאספקת גז טבעי בכמות שנתית ממוצעת של כ-0.4 BCM לתקופה שבין 6 ל-15 שנים, זאת בנוסף להסכמים החתומים הקיימים בין אנרג'יאן ורפק אנרגיה.
- **חתימת מזכר הבנות בין אנרג'יאן ובין תאגיד הולכת הגז של יוון (DEPA) למכירת גז טבעי** – לקראת החתימה הצפויה על הסכם ה-East Med Pipeline על ידי הממשלות ושרי האנרגיה של קפריסין, יוון וישראל, ביום ה-2 בינואר 2020 חתמה אנרג'יאן על מזכר הבנות עם DEPA למכירה אפשרית של גז טבעי בהיקף של עד 2 BCM לשנה מן המאגרים שבהם מחזיקה החברה בישראל, ואשר הגז מהם יופק באמצעות האסדה הצפה (FPSO).
- **המחלוקת בין אנרג'יאן ודלק קידוחים בקשר עם הזכאות לקבלת תמלוגים מהמאגרים** – בהמשך לדיווחה של אנרג'יאן מיום ה-9 באפריל 2020 בדבר עדכון להיקף המשאבים בקידוח "כריש צפון", במהלך חודש אפריל 2020 הוחלפו בין אנרג'יאן לשותפות מכתבים בקשר עם זכאות השותפות לקבלת תמלוגים מהחזקות. לטענת אנרג'יאן, בין היתר, התחייבותה לתשלום תמלוגים אינה חלה בכל הקשור להידרוקרבונים מקידוח "כריש צפון", ובנוסף, לא כל הנוזלים הפחמניים אשר יופקו מחזקת כריש עונים להגדרת קונדנסט תחת ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות. עמדת השותפות, בהתבסס על יועציה המשפטיים והמקצועיים, הינה כי על-פי ההסכם למכירת זכויות השותפות בחזקות, מסמכי התמלוג והרישום בספר הנפט, חובתה של אנרג'יאן לתשלום תמלוגים חלה בכל הנוגע לגז טבעי וקונדנסט שיופקו מחזקת כריש, לרבות מקידוח "כריש צפון", וכי הנוזלים הפחמניים אשר עתידים להיות מופקים מהחזקות מהווים קונדנסט כהגדרתו בהסכם.



GIZA SINGER EVEN

- **מכירת תמלוגי העל של קבוצת דלק ודלק אנרגיה לקרן נוי** – ביום 25 במאי 2020 התקשרו קבוצת דלק ודלק אנרגיה, חברה בת של קבוצת דלק, עם קרן נוי בהסכם למכירת זכויותיהן לתמלוגי על מחזקות כריש ותנין. בתמורה, שילמה קרן נוי סך של 318 מ' ש"ח אשר חולק בין קבוצת דלק ודלק אנרגיה בהתאם לחלקן היחסי בתמלוגים (25%-ו, 75% בהתאמה).
- **חתימת הסכם למכירת גז טבעי עם שותפות רמת חובב** – ביום 16 בספטמבר 2020 דיווחה אנרג'יאן כי התקשרה עם שותפות רמת חובב (אדלטק ושיכון ובינוי) בהסכמים לאספקת גז טבעי ממאגר כריש. על פי ההסכמים, תמכור אנרג'יאן לשותפות רמת חובב גז טבעי החל מתחילת ההזרמה של גז טבעי משדה כריש, בכמות שנתית של כ-1.4 BCM. ההסכמים כוללים סעיפים המתייחסים למחירי רצפה ומנגנון Take or Pay וצפויים להכניס לאנרג'יאן כ-2.5 מיליארד דולר לאורך חיי החוזים. על פי ההסכם הראשון, אשר יעמוד בתוקפו עד לתום 20 שנה ממועד ההתקשרות בו, עיקר הכמות שנמכרה במסגרת ההסכמים הינה עבור תחנת הכוח רמת חובב. במסגרת הסכם נוסף, תסופק יתרת הגז לטובת אספקת גז טבעי לתחנות כח נוספות המוחזקות על ידי בעלי שותפות רמת חובב - זאת למשך תקופה של עד 15 שנים.
- **הסכם לרכישת מלוא ההחזקות באנרג'יאן ישראל** – ביום 30 בדצמבר 2020, דיווחה אנרג'יאן כי חתמה על הסכם לרכישת 30% הנוותרים מהון המניות המונפק והנפרע של Energean Israel Ltd (להלן: "אנרג'יאן ישראל") מידי Kerogen Investments No.38 Ltd (להלן: "קרן קרוג'ן"). בתמורה לאחזקותיה של קרן קרוג'ן באנרג'יאן ישראל תשלם אנרג'יאן סכום שנע בין 380 מיליון דולר ל-405 מיליון דולר. ביום 25 בפברואר 2021 דיווחה אנרג'יאן על השלמת העסקה והחל ממועד זה מחזיקה אנרג'יאן ב-100% מהון המניות המונפק והנפרע של אנרג'יאן ישראל.
- **החלטת השקעה סופית במאגר "כריש צפון"** – ביום 14 בינואר 2021, דיווחה אנרג'יאן על קבלת החלטת השקעה סופית (FID) במאגר "כריש צפון" בהיקף של כ-150 מיליון דולר. אנרג'יאן מעריכה כי הפרויקט יספק תשואה (IRR) של כ-40% וכי גז טבעי יופק ממאגר זה לראשונה במחצית השנייה של שנת 2023.
- **הלוואה בסך 700 מיליון דולר מהבנקים ג'י פי מורגן ומורגן סטנלי** – ביום 14 בינואר 2021 דיווחה אנרג'יאן כי חתמה עם הבנקים ג'י פי מורגן ומורגן סטנלי על הסכם הלוואה בסך 700 מיליון דולר לתקופה של 18 חודשים. הריבית על ההלוואה תעמוד על 5.75% ותעלה ב-0.25% כל שלושה חודשים עד לשיעור ריבית מקסימלי של 7%. ההלוואה תשמש בין היתר למימון פיתוח מאגר "כריש צפון"; למימון עסקת רכישת האחזקות של קרן קרוג'ן באנרג'יאן ישראל; להשקעות נוספות במאגר כריש; וכן למימון קמפיין אקספלורציה נוסף של החברה בתחילת שנת 2022. במקביל, הגיעה אנרג'יאן להסכמות עם המלווים הקיימים שלה למימון פיתוח מאגר כריש בדבר הארכת מועד פרעון של ההלוואה בסך 1.45 מיליארד דולר ב-9 חודשים מדצמבר 2021 לספטמבר 2022.
- **עדכון היקף המשאבים המיוחסים למאגרי כריש, כריש צפון ותנין** – ביום 11 בפברואר 2021 פרסמה אנרג'יאן דו"ח משאבים ועתודות ליום 31.12.2020 שנערך על ידי חברת הייעוץ



GIZA SINGER EVEN

DeGolyer and MacNaughton לפיו במאגרים כריש, כריש צפון ותנין (להלן בסעיף זה: "המאגרים") עתודות (2P) גז טבעי ונוזלים פחממניים בהיקף של כ-98.4 BCM וכ-99.6 מיליון חביות, בהתאמה.³⁰ אנרג'יאן עדכנה כי ההפקה ממאגר כריש צפון צפויה החל משנת 2023, ופרסמה לראשונה את תחזיותיה בנוגע לקצב הפקת הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים מכל אחד המאגרים וכן תחזיות הנוגעות להיקפי ההשקעות ההוניות, תמלוגים, מיסים ועלויות התפעול של המאגרים. נוסף על כך, דיווחה אנרג'יאן כי נכון ליום 31 בדצמבר 2020, הושלמו כ-93% מעבודות בניית ה-FPSO; כ-90% מעבודות אנרג'יאן בחוף; 100% מעבודות חברת TechnipFMC בחוף; כ-76% מהעבודות התת-ימיות; ו-100% מעבודות הקידוח. כמו כן, צוין כי נדרשת הגדלה של כוח העבודה של חברת TechnipFMC, אשר מנהלת עבודה את בניית ה-FPSO בסינגפור, על מנת לעמוד במועד תחילת ההפקה הצפוי ברבעון האחרון לשנת 2021. ככל וכוח העבודה יוותר ברמתו הנוכחית עלול הדבר לעכב את מועד תחילת ההפקה הצפוי ממאגר כריש בכחודשיים-שלושה. יצוין כי בתזרים המהוון שפרסמה אנרג'יאן הונח תחילת מכירות במהלך שנת 2022.

- ביום 28 בפברואר 2021 דיווחה אנרג'יאן על כוונת אנרג'יאן ישראל להנפיק ארבע סדרות של אגרות חוב בכירות מובטחות, בסך כולל של כ-2.5 מיליארד דולר ובמח"מ של 3, 5, 7 ו-10 שנים. בכוונת אנרג'יאן ישראל להשתמש בסכום זה למימון פרויקט קיים, לפירעון ההלוואה בסך 700 מיליון דולר שנלקחה ביום 14 בינואר 2021 והוצאות נוספות של אנרג'יאן וחברות הבת שלה.

³⁰ <https://www.energean.com/media/4751/energean-israel-2020-cpr.pdf>



GIZA SINGER EVEN

5. הערכת שווי תמלוגים

5.1. מתודולוגיה

בהתאם לתקן דיווח כספי בינלאומי 3, תמורה מותנית מוגדרת כ: "...מחויבות של הרוכש להעביר נכסים נוספים או זכויות הוניות אל הבעלים הקודמים של הרכש כחלק מעסקת ההחלפה עבור השליטה על הרכש, אם אירועים עתידיים מוגדרים יתרחשו, או אם יתקיימו תנאים."

כמפורט בפרק 4 לעיל, התמורה לה זכאית השותפות כוללת אפשרות לתקבולים עתידיים, בנוסף לסכומים שהתקבלו במזומן (40 מיליון דולר), אשר מותנים בהתרחשותם של אירועים עתידיים כמפורט להלן:

- i. תמורה בסך של 108.5 מיליון דולר אשר תשולם למוכרות בעשרה תשלומים שנתיים שווים ובתוספת ריבית החל מהמועד בו הרוכשת קיבלה החלטת השקעה סופית (FID) או שהרוכשת השקיעה בפיתוח המאגר סכום מצטבר העולה על 150 מיליון דולר (להלן: "**החלטת ההשקעה**") כמוקדם מביניהם. לפיכך, רכיב תמורה זה דומה במאפייניו לחוב פיננסי של הרוכשת למוכרות, המותנה בפיתוח החזקות, בין אם בהחלטת השקעה סופית (FID) או בביצוע ההשקעה בפועל (להלן: "**רכיב החוב**"). ביום 27 במרץ 2018, כאמור, הודיעה אנרג'יאן לשותפות על קבלת החלטת השקעה בפיתוח מאגר כריש ועל כן רכיב החוב מוגדר כתמורה נדחית.
- ii. תמלוגים מההכנסות (בניכוי תמלוגים קיימים³¹) אשר ישולמו למוכרות בשיעורים של 7.5% לפני ההיטל ו- 8.25% לאחר ההיטל. לפיכך, התמלוגים מותנים גם הם בפיתוח החזקות וביכולת של הרוכשת להפיק הכנסות מגז טבעי וקונדנסט מהמאגרים (להלן: "**התמלוגים**").

בהתאם למאפייני רכיבי התמורה המפורטים לעיל, שווי התמלוגים בעסקת המכירה של חזקות כריש ותנין נאמד באמצעות שיטת היוון תזרימי המזומנים, תוך התאמת שיעורי ההיוון לסיכונים הגלומים בהשלמת פיתוח המאגרים ובתזרים המזומנים.

5.2. הנחות עבודה

5.2.1. כללי

הנחות העבודה המרכזיות כמפורט מטה מבוססות בעיקרן על דו"ח עתודות ומשאבים ליום 31.12.2020 שנערך על ידי חברת הייעוץ DeGolyer and MacNaughton שהינה מעריך משאבים מוסמך (להלן: "**D&M CPR**") ופורסם על ידי אנרג'יאן ביום 11 בפברואר 2021, וכן על ניתוח נתוני שוק ופרסומים של חברות ציבוריות הפועלות בתחום הגז והנפט. **יודגש כי ההנחות והמידע המפורטים להלן, לרבות ביחס לתחזיות ולתנאים המסחריים העיקריים בהסכם המכירה של המאגרים, וכן בדבר סוגי הנוזלים הפחממניים אשר יופקו מהמאגרים וישולמו בגינם תמלוגים**

³¹ הזכויות הנמכרות הועברו לרוכשת יחד עם תמלוגי העל הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהמוכרות ביחס לחלקן המקורי (26.4705%).



GIZA SINGER EVEN

לשותפות, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר.

5.2.2. לוח זמנים

על פי פרסום של אנרג'יאן מיום 11 בפברואר 2021, שיעור השלמת פיתוח מאגר "כריש מרכז" הינו כ-91%³² והפקת גז ראשונה צפויה ברבעון הרביעי של שנת 2021 אך עשויה להידחות לרבעון הראשון של שנת 2022 בהינתן שכוח העבודה של חברת TechnipFMC, אשר מנהלת עבור אנרג'יאן את בניית ה-FPSO בסינגפור, יוותר ברמתו הנוכחית. כמו כן, דווח כי פיתוח מאגר "כריש צפון" יחל בשנת 2021 וגז ראשון מהמאגר צפוי בשנת 2023 ושתחילת ההפקה מחזקת תנין תחל בשנת 2027.

במסגרת הערכת השווי הונח כי מועד תחילת הפקת הגז מהמאגרים כריש, כריש צפון ותנין יחול ברבעון השני של שנת 2022, ברבעון הראשון של שנת 2023 וברבעון הראשון של שנת 2027, בהתאמה. כמו כן, הונח כי עתודות הגז הטבעי במאגרים כריש, כריש צפון ותנין יסתיימו בשנים 2035, 2040 ו-2036, בהתאמה.

5.2.3. תחזית כמויות וקצב הפקה שנתי

להלן פירוט כמויות הגז הטבעי והנוזלים הפחממניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) במאגרי כריש ותנין (100%) כפי שפורסמו בדו"ח D&M CPR:

מאגר	עתודות ומשאבים	
	גז טבעי (BCM)	נוזלים פחממניים (MMBBL)
	2P	2P
כריש מרכז	40.2	65.1
כריש צפון	33.1	30.6
תנין	25.1	3.9
סה"כ	98.4	99.6

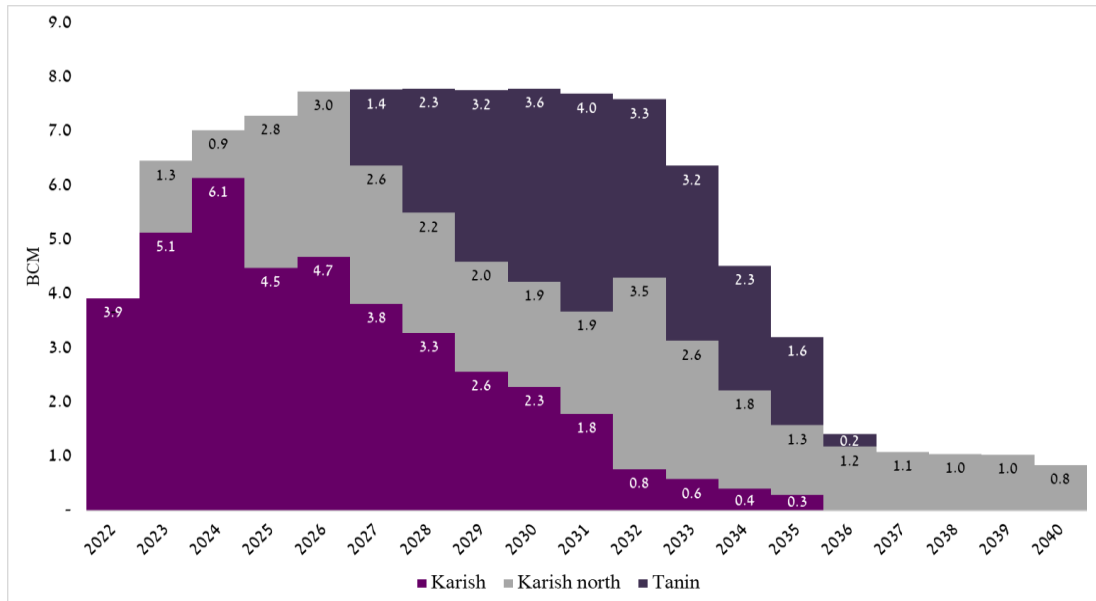
על פי דו"ח D&M CPR, אנרג'יאן מעריכה כי היא צפויה למכור עד 7.8 BCM בשנה לאורך שנות התחזית, מתוכם כ-75% הנם במסגרת מנגנוני ה-Take or pay הכלולים בהסכמים עם לקוחותיה.

³² על פי החלוקה הבאה: FPSO – 93%, Onshore – 90-100%, Subsea – 76%, Drilling – 100%.

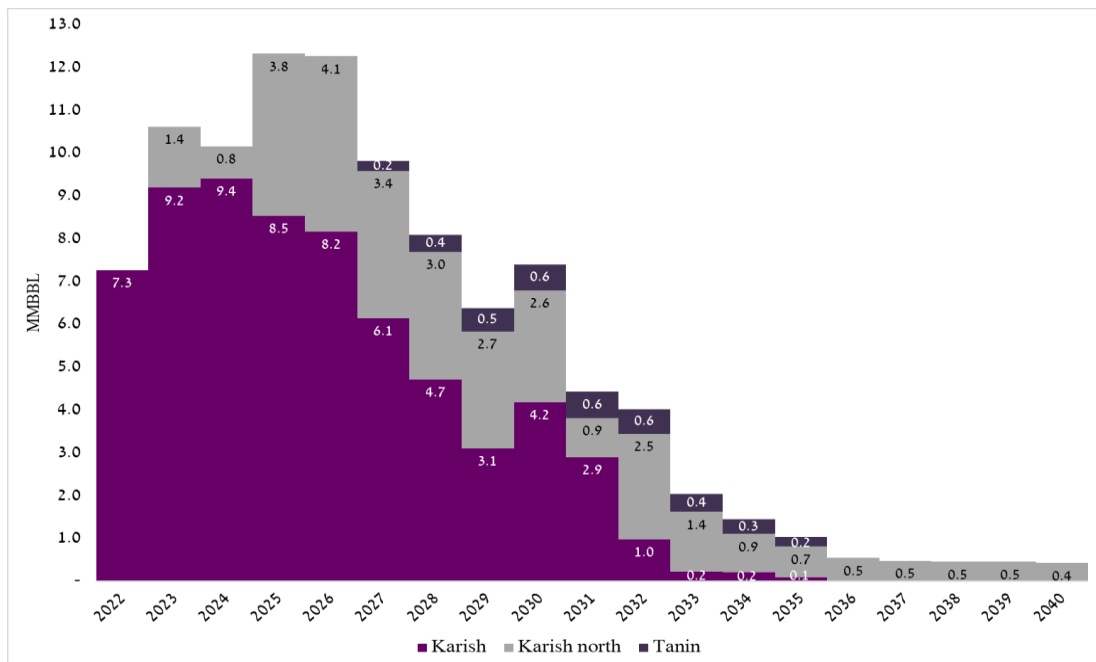


GIZA SINGER EVEN

להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של גז טבעי מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR:



להלן תרשים המתאר את קצב ההפקה של הנוזלים הפחמניים (קונדנסט ונוזלי גז טבעי) מהמאגרים על פי דו"ח D&M CPR:



תחזית קצב ההפקה השנתי של הגז הטבעי והקונדנסט ששימשה בהערכת השווי התבססה על קצב ההפקה בדו"ח D&M CPR והכפלתו במקדם בשיעור של 95% (הכמויות העודפות נפרסו על פני יתר שנות התחזית) המשקף להערכתנו את התרחיש הסביר בהינתן המידע הפומבי הקיים בקשר לחוזים שנחתמו, היקף הביקושים והתחרות הצפויה בשוק המקומי (לפירוט תחזית קצב הפקת גז טבעי וקונדנסט שנתי ראה נספח א').

כמו כן, בהתאם לדו"ח D&M CPR הונח מקדם ההמרה של 37.2 מ' MMBTU ל-BCM.



GIZA SINGER EVEN

5.2.4. תחזית מחירי גז טבעי

תחזית מחירי הגז הטבעי התבססה על ההנחות להלן:

- מחיר הבסיס בחוזים על פיהם בוצעה הערכת השווי נאמד באמצעות הנוסחאות המפורטות במנגנון המחירים בין אנרגיאן לכי"ל ובז"ן, ובין אנרגיאן ל-OPC, וכן שקלול של מחיר הגז בחוזה של תחנת הכוח רמת חובב, והפרמטרים המפורטים להלן:

i. **תעריף רכיב הייצור:** נכון למועד הערכת השווי, תעריף רכיב הייצור הינו 25.26 אגורות (ינואר 2021). לאורך יתר שנות התחזית הונח כי תעריף רכיב הייצור ישתנה בהתאם להוצאות הצפויות לחח"י בגין ייצור חשמל, המושפעות בין היתר ממחירי הגז הטבעי, הפחם, שינויים בשער החליפין (שקל/דולר), הסבת תחנות כח פחמיות לשימוש בגז טבעי, מכירת תחנות כח ליצרני חשמל פרטיים ומעלויות ייצור נוספות. בהתאם לתחזיותינו, תעריף רכיב הייצור צפוי להיות בטווח של כ-25.26-27.09 אגורות לאורך השנים 2021-2037.

ii. **כי"ל ובז"ן** - מחיר רצפה של 3.975 דולר ארה"ב ל-mmbtu בהתאם להסכם בין החברה לבין כי"ל ובז"ן.

iii. **OPC** - מחיר רצפה של 3.975 דולר ארה"ב ל-mmbtu כאשר רכיב הייצור גדול או שווה ל-26.4 אגורות, ומחיר רצפה של 3.8 דולר ארה"ב ל-mmbtu כאשר רכיב הייצור נמוך מ-26.4 בהתאם להסכם בין החברה לבין OPC.

iv. **רמת חובב** - מחיר קבוע של 3.95 דולר ארה"ב ל-mmbtu.

- הונח כי כמות גז של BCM 1.0 תחולק באופן קבוע לתחנת הכוח רמת חובב וכי יתרת כמות הגז שתמכר תתפלג באופן שווה בין יצרני חשמל פרטיים (חוזים כדוגמת החוזה עם OPC) ויצרנים תעשייתיים (חוזים כדוגמת החוזים עם כי"ל ובז"ן).

נציין כי בדו"ח D&M CPR עבור תרחיש הבסיס והתרחיש הנמוך הונח מחיר גז טבעי קבוע של כ-4.04 דולר ארה"ב ל-mmbtu על פני כל שנות התחזית.

5.2.5. תחזית מחירי קונדנסט

תחזית מחירי הקונדנסט נאמדה על בסיס ממוצע תחזית מחירי נפט ארוכת טווח של ה-World Bank³³, ה-EIA³⁴ ומחירי הפורוורד של הברנט ע"פ נתוני בלומברג.

נציין כי בדו"ח D&M CPR עבור תרחיש הבסיס הונח מחיר קונדנסט של כ-66 דולר ארה"ב לחבית על פני כל שנות התחזית (קבוע), על בסיס ההנחה כי אנרגיאן תוכל למכור את הקונדנסט שבמאגריה בפרמיה של 10% על מחיר הברנט.

³³ A world Bank Quarterly Report: Commodity Markets Outlook, October 2020
³⁴ U.S Energy Information Administration: Analysis & Projections, January 2021



GIZA SINGER EVEN

5.2.6. שיעור התמלוגים

שיעור התמלוגים אשר ישולמו למדינה נקבע בהתאם לחוק הנפט על 12.5% משווי הגז בפי הבאר³⁵. שיעור התמלוגים בפועל הינו נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. בהתאם לאומדני השותפות, הונח כי שיעור התמלוגים האפקטיבי אשר ישולם למדינה בגין הגז והקונדנסט הינו 11.5%. כמו כן, שיעור התמלוגים הקיימים בחזקות בהן נשאו כל אחת מהשותפויות הותאמו באופן דומה. נציין כי שיעור התמלוגים בפועל עשוי להשתנות ואינו סופי.

5.2.7. היטל רווחי נפט

היטל רווחי הנפט הינו היטל פרוגרסיבי שנקבע לפי מנגנון אשר מקשר בין שיעור ההיטל לבין יחס ההכנסות המצטברות נטו מפרויקט הפקת הנפט והגז לבין סך ההשקעות המצטברות בגין חיפוש ופיתוח ראשוני של המאגר (להלן: **"יחס כיסוי ההשקעות"**). ההיטל המינימאלי בשיעור של 20% יגבה כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 1.5 ויעלה בהדרגה עד לשיעור של 50% (בהתאם לשיעור מס החברות³⁶) כאשר יחס כיסוי ההשקעות יגיע ל 2.3. ההיטל יחושב ויוטל לכל מאגר בנפרד.

במסגרת תחזית תזרימי המזומנים בגין התמלוגים ניכינו את ההיטל מהתמלוגים נטו (לאחר קיזוז התמלוגים הקיימים) שיתקבלו על ידי השותפות מכל חזקה, על בסיס שיעור ההיטל שחושב במודל הפיננסי של כל אחת מהחזקות.

5.2.8. שיעור היוון תמלוגים

- שיעור ההיוון ששימש בהערכת השווי שנערכה על ידנו ליום 31 בדצמבר 2019 (להלן: **"הערכת שווי 12/19"**) נאמד בכ-11% על בסיס שיעור ההיוון הגלום במאגר לויתן והתאמות בגין פערי הסיכון בין המאגרים ותזרימי המזומנים (להרחבה ראה סעיף 5.2.9 להערכת שווי 12/19).
- במהלך המחצית הראשונה של שנת 2020 חלו ירידות שערים חדות בשווקים הפיננסיים ברחבי העולם לרבות בישראל, כמו גם שינויים חדים בשערי חליפין של מטבעות וירידות חדות ביותר במחירי הנפט והגז הטבעי בשווקים הבינלאומיים, זאת כתוצאה מהתפשטות נגיף הקורונה וגורמים נוספים המשפיעים על הביקוש וההיצע של מוצרי אנרגיה בעולם. כמו כן, בחודש ינואר 2021 עדכנה אנרג'יאן את מועד תחילת ההפקה לסוף שנת 2021 (לעומת המחצית השנייה של 2021 בדיווח קודם). לאור התפתחויות אלו וכן לאור התפרצות גל שלישי של מגיפת הקורונה ברחבי העולם, הוספנו פרמיה של 1% המשקפת להערכתנו את העלייה ברמת הסיכון ביחס להערכת שווי 12/19, כך ששיעור ההיוון הכולל לתמלוגי העל עומד על 12%.

5.3. תוצאות הערכת השווי

בהתאם להנחות המפורטות בגוף העבודה, שווי התמלוגים נאמד בכ-242.2 מיליון דולר. **יובהר כי הערכת השווי אינה מתייחסת למחלוקות, ככל וקיימות, בין אנרג'יאן והשותפות ולהשלכותיהן** (לפירוט ראה סעיף 4.6.2 לעיל).

³⁵ ביום 9 בפברואר 2020 פרסם משרד האנרגיה להערוכות הציבור, הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים. לפירוט נוסף ראה: https://www.gov.il/he/departments/publications/Call_for_bids/os_090220

³⁶ הונח שיעור מס חברות של 23% בהתאם לשיעור המס הסטטורי הידוע למועד הערכת השווי



GIZA SINGER EVEN

5.4. ניתוחי רגישות

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הגז הטבעי במליוני דולר ארה"ב:

שינוי בוקטור מחירי גז טבעי (דולר ארה"ב ל mmbtu)							שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
1.50	1.00	0.50	-	(0.50)	(1.00)	(1.50)	
238.8	234.0	222.1	215.6	203.9	195.1	186.6	
250.1	245.0	232.6	225.6	213.5	204.2	195.3	
262.3	256.8	243.8	236.5	223.8	214.0	204.6	
268.7	263.0	249.8	242.2	229.2	219.2	209.6	
275.5	269.5	256.0	248.2	234.9	224.6	214.8	
289.7	283.4	269.1	260.9	247.0	236.0	225.7	
305.2	298.3	283.4	274.6	260.1	248.4	237.6	
							+250 bp
							+150 bp
							+50 bp
							-
							-50 bp
							-150 bp
							-250 bp

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים בכמות ההפקה השנתית, במליוני דולר ארה"ב:

שינוי בקצב ההפקה השנתית של גז טבעי (BCM)							שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
1.00	0.50	0.25	-	(0.25)	(0.50)	(1.00)	
228.5	223.1	217.7	215.6	207.0	198.3	182.0	
238.1	232.8	227.6	225.6	217.1	208.3	191.7	
248.2	243.3	238.2	236.5	227.9	219.2	202.3	
253.6	248.8	243.8	242.2	233.7	224.9	207.9	
259.1	254.6	249.7	248.2	239.7	231.0	213.9	
270.7	266.7	262.0	260.9	252.5	243.8	226.6	
283.2	279.7	275.3	274.6	266.4	257.9	240.5	
							+250 bp
							+150 bp
							+50 bp
							-
							-50 bp
							-150 bp
							-250 bp

להלן ניתוח רגישות לשווי התמלוגים ביחס לשינויים בשיעור ההיוון ולשינויים במחירי הקונדנסט, במליוני דולר ארה"ב:

שינוי בוקטור מחירי קונדנסט (דולר ארה"ב ל bbl)							שינוי בשיעורי היוון (בנקודות בסיס)
30.00	20.00	10.00	-	(10.00)	(20.00)	(30.00)	
234.5	224.3	220.0	215.6	205.3	198.4	191.5	
245.3	234.7	230.2	225.6	215.0	207.8	200.7	
257.0	245.9	241.2	236.5	225.5	218.0	210.6	
263.1	251.9	247.0	242.2	231.0	223.4	215.9	
269.5	258.1	253.1	248.2	236.8	229.0	221.3	
283.1	271.2	265.9	260.9	249.0	240.9	232.9	
297.8	285.4	279.9	274.6	262.3	253.7	245.5	
							+250 bp
							+150 bp
							+50 bp
							-
							-50 bp
							-150 bp
							-250 bp

נספח א - תחזית תזרימי מזומנים

Year	Unit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<u>Production</u>											
Gas production - Karish*	bcm/y	-	2.79	6.13	6.67	6.93	7.35	6.06	5.22	4.37	4.01
Gas production - Tanin	bcm/y	-	-	-	-	-	-	1.32	2.18	3.00	3.39
Condensate production - Karish*	bbl/y m	-	5.18	10.08	9.65	11.70	11.65	9.10	7.31	5.55	6.45
Condensate production - Tanin	bbl/y m	-	-	-	-	-	-	0.23	0.37	0.51	0.58
<u>Prices</u>											
Natural gas price	US\$	-	3.90	3.90	3.90	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97
Condensate Price	US\$	-	39.31	51.87	52.91	54.06	61.38	64.02	66.77	69.64	72.63
<u>Revenues</u>											
<u>Karish - Revenues</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	-	405.7	888.6	966.6	1,023.2	1,085.3	894.3	771.2	645.2	592.9
Condensate Revenues	US\$ MM	-	271.5	522.9	510.6	632.7	715.0	582.8	488.0	386.3	468.6
Total Gross Revenues	US\$ MM	-	677.2	1,411.5	1,477.2	1,655.9	1,800.3	1,477.1	1,259.1	1,031.5	1,061.4
<u>Tanin - Revenues</u>											
Natural Gas Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	195.6	321.5	443.3	500.3
Condensate Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	14.5	24.8	35.7	42.0
Total Gross Revenues	US\$ MM	-	-	-	-	-	-	210.0	346.3	479.0	542.2
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	-	677.2	1,411.5	1,477.2	1,655.9	1,800.3	1,687.1	1,605.5	1,510.5	1,603.6
<u>Delek Drilling - Transaction Revenues</u>											
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	-	31.9	66.5	60.6	32.5	33.7	33.2	36.2	38.8	35.7
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	-	26.5	50.1	41.0	19.6	18.1	15.9	15.5	14.8	12.2

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax

Year	Unit	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
<u>Production</u>												
Gas production - Karish*	bcm/y	3.49	4.09	4.09	4.09	2.11	1.50	1.50	1.12	1.00	0.72	-
Gas production - Tanin	bcm/y	3.82	3.13	3.07	2.18	1.55	1.48	-	-	-	-	-
Condensate production - Karish*	bbl/y m	3.62	3.28	3.28	3.28	1.54	1.54	1.05	0.77	0.45	0.22	-
Condensate production - Tanin	bbl/y m	0.59	0.59	0.54	0.40	0.14	-	-	-	-	-	-
<u>Prices</u>												
Natural gas price	US\$	3.97	3.97	3.97	3.97	3.90	3.91	3.93	3.94	3.89	3.89	-
Condensate Price	US\$	74.08	75.56	77.07	78.62	80.19	81.79	83.43	85.10	86.80	88.53	-
<u>Revenues</u>												
Karish - Revenues												
Natural Gas Revenues	US\$ MM	515.6	603.4	603.4	603.3	306.9	218.1	219.3	164.5	144.0	104.1	-
Condensate Revenues	US\$ MM	268.3	247.6	252.5	257.6	123.6	126.1	87.7	65.6	39.4	19.1	-
Total Gross Revenues	US\$ MM	783.9	851.0	855.9	860.9	430.5	344.2	306.9	230.1	183.5	123.2	-
Tanin - Revenues												
Natural Gas Revenues	US\$ MM	564.2	462.0	453.1	321.6	224.5	215.6	-	-	-	-	-
Condensate Revenues	US\$ MM	43.4	44.3	41.4	31.4	11.5	-	-	-	-	-	-
Total Gross Revenues	US\$ MM	607.7	506.3	494.6	353.1	236.0	215.6	-	-	-	-	-
K&T - Total Gross Revenues	US\$ MM	1,391.6	1,357.2	1,350.5	1,214.0	666.5	559.9	306.9	230.1	183.5	123.2	-
<u>Delek Drilling - Transaction Revenues</u>												
Transaction ORRI, Net**	US\$ MM	23.6	23.1	22.5	19.3	10.5	8.8	4.8	3.6	2.9	1.9	-
Total Discounted Transaction Revenues	US\$ MM	7.2	6.3	5.5	4.2	2.0	1.5	0.7	0.5	0.4	0.2	-

*Including Karish North

**Net of Existing ORRI net of Petroleum Tax

הגדרות

דלק קידוחים/השותפות	דלק קידוחים שותפות מוגבלת
אבנר	אבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת
גז טבעי	תערובת גזים המכילה בעיקר מתאן, המשמשת בעיקר לייצור חשמל וכמקור אנרגיה לתעשייה
הרוכשת/אנרג'יאן	Energy E&P Holdings Ltd. באמצעות Energy Israel Limited (לשעבר Ocean Energy Oil and Gas Ltd.)
השותפויות/המוכרות	דלק קידוחים ואבנר
חוק הנפט	חוק הנפט, התשי"ב – 1952
מתווה הגז או המתווה	החלטת ממשלת ישראל על יצירת מתווה להגדלת כמות הגז הטבעי המופקת משדה הגז הטבעי תמר ופיתוח מהיר של שדות הגז הטבעי לווייתן, כריש ותנין ושדות גז טבעי נוספים
נובל	Noble Energy Mediterranean Ltd.
קונדנסט	נוזל הידרוקרבוני שנוצר במהלך הפקת הגז הטבעי, המשמש כחומר גלם לייצור דלקים ומהווה תחליף לנפט
נכס נפט	היתר מוקדם, רישיון או חזקה מתוקף חוק הנפט בישראל או זכות בעלת משמעות דומה שהוענקה על ידי הגוף המוסמך לכך מחוץ לישראל
BCM	מיליארד מטר מעוקב
DCF	תזרימי מזומנים מהווים, Discounted Cash Flows
FID	המועד בו הרוכשת קיבלה החלטת השקעה לפיתוח מאגרי הגז הטבעי כריש ותנין.
LNG	גז טבעי נוזלי
MMBTU	מיליון BTU – יחידת אנרגיה המשמשת כבסיס לקביעת מחירי גז טבעי