



Delek Drilling



יצירת מקומות עבודה חדשים



הוזלת עלויות החשמל והמים



שיפור באיכות החיים והסביבה



פיתוח תשתיות



אנרגיה ירוקה, נקיה וזולה

2014

דוח תקופתי ליום

31.12.2014





2014

תוכן העניינים

■ תיאור עסקי השותפות

■ דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות

■ דוחות כספיים ליום 31.12.2014

■ פרטים נוספים על השותפות

■ דוח בדבר אפקטיביות הבקרה

A large offshore oil rig with two prominent cranes is shown in the foreground, with another rig visible in the distance on the right. The scene is set against a blue sky and sea.

2014



Delek Drilling

תיאור עסקי השותפות

פרק א' – תיאור עסקי השותפות

סעיף	עמוד
1	תיאור ההתפתחות הכלכלית של עסקי השותפות א – 1
2	תחום הפעילות א – 2
3	השקעות בהון השותפות והשקעות בניירות הערך שלה א – 6
4	חלוקת רווחים א – 6
5	מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות א – 9
6	סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים א – 9
7	תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות א – 12
7.1	מידע כללי על תחום הפעילות א – 12
7.2	פעילות השותפות א – 17
7.3	פרויקט ים תטיס א – 17
7.4	פרויקט תמר א – 36
7.5	פרויקט לווייתן א – 80
7.6	רשיון חנה א – 105
7.7	רשיון רות C א – 112
7.8	רשיונות אלון א – 117
7.9	רשיונות נטע ורועי א – 138
7.10	זכויות בקפריסין א – 140
7.11	פעילות שהופסקה א – 169
7.12	מוצרים א – 170
7.13	לקוחות א – 170
7.14	שיווק והפצה א – 186
7.15	צבר הזמנות א – 190
7.16	תחרות א – 191
7.17	עונתיות א – 194
7.18	מתקנים וכושר ייצור א – 194
7.19	הון אנושי א – 195
7.20	חומרי גלם וספקים א – 197
7.21	הון חוזר א – 197
7.22	מימון א – 198
7.23	מיסוי א – 199
7.24	סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם א – 199
7.25	מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות א – 201
7.26	הגבלים עסקיים א – 221
7.27	שעבודים א – 225
7.28	הסכמים מהותיים א – 225
7.29	הסכמים למכירת ו/או רכישת זכויות בנכסי נפט א – 248
7.30	הליכים משפטיים א – 251
7.31	יעדים ואסטרטגיה עסקית א – 253
7.32	כיסוי ביטוחי א – 255
7.33	גורמי סיכון א – 256

1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות¹

1.1 פעילות השותפות ותיאור התפתחות עסקיה

1.1.1 דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות"), הינה שותפות מוגבלת העוסקת בחיפושים, פיתוח והפקה של נפט, קונדנסט וגז טבעי ואשר 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 מצד שני כשותף מוגבל (להלן: "השותף המוגבל"). השותפות נרשמה ביום 25.7.1993 לפי פקודת השותפויות (נוסח חדש), תשל"ה-1975 (להלן: "פקודת השותפויות").

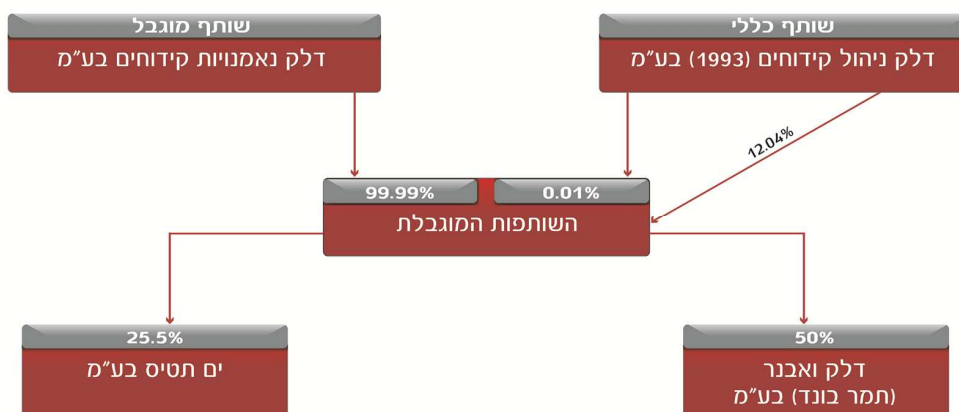
ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על-ידי השותף הכללי, תחת פיקוחו של המפקח, פאהן קנה ושות', רואי חשבון ורו"ח מיכה בלומנטל (להלן יחד: "המפקח").

השותף המוגבל משמש כנאמן ומחזיק את יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידו, המקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות (להלן: "יחידות השתתפות" או "היחידות"), בנאמנות עבור בעלי היחידות.

1.1.2 השותף הכללי והשותף המוגבל הינם חברות בנות של דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "דלק אנרגיה"), חברה ציבורית בשליטת קבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק"), אשר בעל השליטה בה הינו מר יצחק שרון (תשובה)².

1.1.3 בהתאם לתשקיפים שפרסמה השותפות בין השנים 1993-2003 הנפיק השותף המוגבל בשותפות לציבור יחידות השתתפות.

1.1.4 מבנה האחזקות העיקריות של השותפות³



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

² נכון ליום 28.2.2015 מר יצחק שרון (תשובה) מחזיק בכ-61.77% מההון המונפק ובכ-62.88% מזכויות ההצבעה בקבוצת דלק.

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

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

(ב) דלק אבנר (תמר בונד) בע"מ הינה חברה ייעודית (SPC), בבעלות משותפת של השותפות (50%) ושל אבנר חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "**אבנר**") (50%), אשר הוקמה לשם הנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בארץ ובח"ל. לפרטים נוספים אודות החברות הנ"ל, ראו תקנה 11 לפרק ד' לדוח זה.

2. תחום הפעילות

2.1 השותפות מבצעת פעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט, גז טבעי וקונדנסט במים הכלכליים של ישראל ושל קפריסין⁴. בהתאם להנחיות הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "**הבורסה**"), התחייבה השותפות לבצע אך ורק פרויקטים של חיפושים, פיתוח והפקה אשר הוגדרו בהסכם השותפות או בתיקון לו שיאושר על-ידי אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות. הסכם השותפות מגדיר את האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בסעיף 2.4 להלן.

2.2 עוד נקבע בהסכם השותפות כי עיקר הוצאותיה של השותפות יהיו "הוצאות חיפוש ופיתוח" כמשמעות מונח זה בתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפושי נפט), התשמ"ט-1988 (להלן: "**תקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות)**").

2.3 נכון למועד פרסום הדוח, עוסקת השותפות בעיקר בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר, בהשלמת הרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר באמצעות מערכת מדחסים, בקידום ובתכנון של הרחבה נוספת של מערך ההפקה של פרויקט תמר וכן בפעילות הערכה, בחינה ותכנון של פיתוח המאגרים שנתגלו במים הכלכליים של ישראל וקפריסין ובראשם פרויקט לויתן ופרויקט אפרודיטה ובפעילות חיפושים ברשיונות בהם מחזיקה השותפות⁵.

³ נכון ליום 28.2.2015 יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל בשותפות מוחזקות, בין היתר, בידי דלק אנרגיה (במישרין ובאמצעות השותף הכללי) (62.64%), קבוצת דלק (6.14%), יוסי אבו (0.19%) וגדעון תדמור (0.03%).

⁴ ביום 15.9.2011 נכנסו לתוקף הנחיות זמניות של הבורסה (שתוקפן הוארך עד ליום 14.9.2013) המרחיבות את הגדרת "פרויקט" חיפושי נפט וגז כך שתכלול חיפושי נפט או גז או הפקתם בשטח המצוי במים כלכליים של מדינה שהמים הכלכליים שלה גובלים עם המים הכלכליים של מדינת ישראל. נכון למועד פרסום הדוח, פועלת השותפות מול הבורסה לקבלת האישורים הנדרשים לתיקון הגדרת "פרויקט" בתקנון הבורסה.

⁵ לפרטים בדבר סוגיות בהגבלים עסקיים בפניהן ניצבת השותפות, ראו סעיף 7.26 להלן.

2.4 בטבלאות שלהלן מובאים פרטים, נכון למועד פרסום הדוח, בדבר נכסי הנפט בהם יש לשותפות זכויות וכן פרטים בדבר ההערכה המיטבית של כמויות העתודות, המשאבים המותנים והמשאבים המנובאים בנכסים אלו, נכון ליום 31.12.2014. לפירוט נוסף לגבי נכסים אלו, ראו סעיפים 7.3-7.10 להלן.

גז טבעי (BCF)							
שם הפריקט	שם נכסי הנפט	סוג הזכות	שיעור זכויות השותפות בנכסי הנפט	מאגרים שהתגלו בשטח נכסי הנפט	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים ⁶ מנובאים ⁶ (100%)	הערכה מיטבית של כמות המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)
ים תטיס	I/7 נועה I/10 אשקלון (להלן: "חזקת נועה" ו-"חזקת אשקלון", בהתאמה)	חזקה	25.50%	נועה, מרי B, והפינקלס	-	158.5	89
תמר	I/12 תמר (להלן: "חזקת תמר")	חזקה	15.625%	תמר ו-תמר South West (להלן: "תמר SW") ⁷	-	-	10,569.8
דלית	I/13 דלית (להלן: "חזקת דלית")	חזקה	15.625%	דלית	267.6	270.7	-
לווייתן	I/14 לווייתן דרום I/15 לווייתן צפון (להלן: "חזקת לווייתן דרום" ו-"חזקת לווייתן צפון", בהתאמה) חזקות לווייתן דרום ולווייתן צפון ייקראו יחד להלן: "חזקות לווייתן")	חזקה	22.67%	לווייתן	-	21,934.5	-
לווייתן עמוק	חזקות לווייתן	חזקה	22.67%	-	3,950	-	-
רשיון חנה	351/חנה (להלן: "רשיון חנה")	רשיון	22.67%	דולפין	-	81.3	-
רשיון רות ⁸	360/רות C (להלן: "רשיון רות C")	רשיון	27.835%	-	-	-	-
רשיונות אלון	364/אלון A 366/אלון C 367/אלון D	רשיון	26.4705%	תננין ⁹	445.8	790.5	-

⁶ המשאבים המנובאים המצוינים להלן נמצאים במספר תאי שבר ו/או בפרוספקטים שונים, אשר סיכויי ההצלחה להימצאותם שונים.

⁷ חלק מהעתודות בקידוח תמר South West גולשות לשטח רשיון 353/ערן (להלן: "רשיון ערן"), אשר פקע ביום 14.6.2013. לפיכך, הנתונים בטבלה לעיל אינם כוללים את המשאבים שהוכחו על-ידי הקידוח כאמור כחלק ממאגר תמר SW ואשר גולשים לרשיון ערן. הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים (להלן: "הממונה על ענייני הנפט" ו-"משרד האנרגיה", בהתאמה) החליט שלא להאריך את תוקפו של רשיון ערן, אשר לשותפות היו זכויות בו. לפיכך, ביום 3.10.2013 הגישה השותפות לשר האנרגיה ערעור על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. ביום 10.8.2014 דחה שר האנרגיה את הערעור כאמור. על החלטה זו הגישו בעלי הזכויות ברשיון ערן ובהם השותפות, ביום 17.11.2014 עתירה לבג"צ. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטה בעניין זה.

⁸ לפרטים בדבר עתירה שהוגשה לבג"צ בקשר עם רשיון רות C, ראו סעיף 7.30.2 להלן.

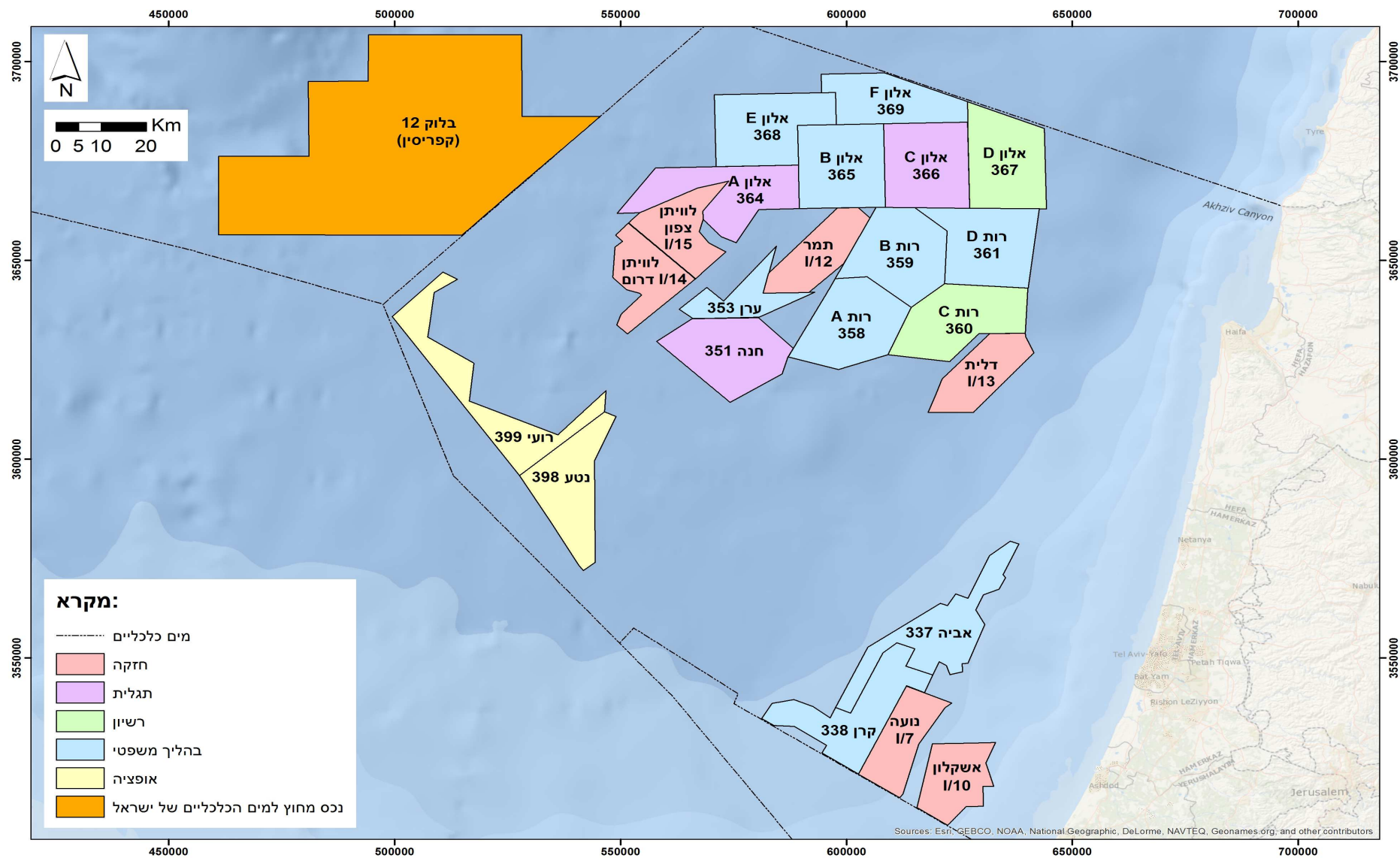
⁹ מאגר תננין מצוי בשטח רשיון אלון A וכן בשטחי רשיונות שפקעו ביום 1.9.2013 (אלון ו-אלון F). הנתונים בטבלה לעיל אינם כוללים משאבים שבשטחי הרשיונות שפקעו כאמור. לפרטים בדבר הערעור שהגישה השותפות לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט לא להאריך את תוקפם של הרשיונות כאמור, ראו סעיף 7.11 להלן.

גז טבעי (BCF)							
שם הפרויקט	שם נכסי הנפט	סוג הזכות	שיעור זכויות השותפות הנכסי הנפט	מאגרים שהתגלו בשטח נכס/י הנפט	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים ⁶ מנובאים (100%)	הערכה מיטבית של כמות המותנים המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)
	(להלן: "רשיון אלוו A", "רשיון אלוו C" ו-"רשיון אלוו D", בהתאמה)			כריש	630.2	1,281.8	-
בלוק 12 בקפריסין	בלוק 12	זכיון מכח PSC	15%	אפרודיטה	1,018.5	3,527.2	-

קונדנסט (Million Barrels)							
שם הפרויקט	שם נכסי הנפט	סוג הזכות	שיעור זכויות השותפות הנכסי הנפט	מאגרים שהתגלו בשטח נכס/י הנפט	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים (100%)	הערכה מיטבית של כמות המותנים המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)
תמר	תמר דלית	חזקה	15.625%	תמר, תמר SW ודלית	-	-	13.7
לווייתן	חזקות לווייתן	חזקה	22.67%	לווייתן	-	39.4	-
רשיונות אלוו	אלוו A אלוו C	רשיון	26.4705%	תנין	0.9	1.6	-
				כריש	3.4	12.7	-
בלוק 12 בקפריסין	בלוק 12	זכיון מכח PSC	15%	אפרודיטה	1.9	7.1	-

נפט (Million Barrels)							
שם הפרויקט	שם נכסי הנפט	סוג הזכות	שיעור זכויות השותפות הנכסי הנפט	מאגרים שהתגלו בשטח נכס/י הנפט	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים (100%)	הערכה מיטבית של כמות המותנים המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)
לווייתן עמוק	חזקות לווייתן	חזקה	22.67%	-	559.7	-	-

2.1 מפה הכוללת את נכסי הנפט של השותפות



לפרטים נוספים בדבר הרשיונות כאמור והערעורים שהוגשו לשר האנרגיה על החלטותיו של הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפם של הרשיונות כאמור, ראו סעיפים 7.11, 7.29.1 ו- 7.29.2 להלן.

3. השקעות בהון השותפות ועסקאות בניירות ערך שלה

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

שם בעל הענין	יום ביצוע העסקה	סוג העסקה	סוג ניירות הערך	כמות ניירות הערך	מחיר יחידת השתתפות (באגורות)	תמורה (במיליוני ש"ח)
אלעד שרון	4.9.2014	מכירה	יחידות השתתפות	881,209	1,940	17.09

4. חלוקת רווחים

4.1 בתקופה מיום 1.1.2013 ועד למועד פרסום הדוח השותפות הכריזה על חלוקת רווחים (כהגדרתם בהסכם השותפות), כמפורט להלן:

תאריך הכריזה	מועד חלוקה	סכום חלוקה ליחידת השתתפות (דולר ארה"ב)	סכום החלוקה הכולל (במיליוני דולר ארה"ב)
17.6.2014	10.7.2014	0.18283	כ-100

נכון ליום 31.12.2014, לשותפות רווחים הניתנים לחלוקה בסך של כ-230.2 מיליוני דולר, בכפוף לאמור בסעיפים 4.4 עד 4.6 להלן וכן לכל דין.

4.2 בהסכם השותפות נקבע כי כל הרווחים של השותפות, הראויים לחלוקה, על-ידי השותפות על-פי דין, כרווחים, 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 ארה"ב (להלן: "**דולר**") (להלן בסעיף זה: "**הרווחים**") יחולקו לשותפים, בהתאם לזכויותיהם, באופן הבא: אחת לשנה, בסמוך לפני תום 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) בהתאם לזכויותיהם כאמור לעיל. 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.

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

4.5 ביום 30.12.2013 התקיימה אסיפה של בעלי היחידות אשר בה הוחלט, בין היתר, לאשר להימנע מחלוקת רווחים (כמשמעותם בהסכם השותפות) לצורך השקעתם בפיתוח מאגר לוויין בהתאם לתכנית העבודה לתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על חזקות לוויין, וכן לאשר שימוש בעודפי המזומנים שנצברו וייצברו עד ליום 31.12.2014 לצורך השקעתם בפעולות חיפושים והערכה, ברשיון רות C, רשיון אלון B¹⁰, רשיון אלון C, חזקות לוויין ובבלוק 12 המצוי במים הכלכליים של קפריסין, בהתאם לתכנית עבודה ולתקציבים שאושרו ו/או יאושרו על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על הרשיונות הנ"ל ועל הזכויות בקפריסין. יובהר, כי רווחים שלא ייעשה בהם שימוש בפועל עבור מטרות דלעיל יחולקו לבעלי יחידות השתתפות אלא אם כן יוחלט אחרת על-ידי אסיפה של בעלי היחידות.

4.6 בהקשר לאמור לעיל, יצוין כי, על-פי הוראות סעיף 19 חוק מיסוי רווחי נפט, תשע"א-2011 (להלן: "**חוק מיסוי רווחי נפט**"), חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח (המאושר על-ידי רואה חשבון) על הכנסתה החייבת במס של השותפות או הפסדיה ובעת הגשת הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו (ככל שיש לשותפות הכנסה חייבת), וזאת על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח. לפיכך, ככל שיקבע כי לשותפות הכנסה חייבת בשנת מס מסוימת, אזי סכום המס שישולם כאמור לעיל על-ידי השותף הכללי על חשבון המס שחייב בו "מחזיק זכאי" כהגדרתו בתקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות), ייחשב, לכל דבר ועניין, כחלוקת רווחים על-ידי השותפות.

מאחר שהוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט גוברות על האמור בהסכם השותפות לעניין מיסוי שותפות נפט, וכל עוד הללו אינן תואמות את ההסדר הקבוע בסעיפים 4.2 עד 4.5 לעיל, תפעל השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט, חלף הוראות סעיפים 4.2 עד 4.5 לעיל, לעניין מיסוי שותפות נפט.

¹⁰ נכון למועד פרסום הדוח, תוקפו של רשיון אלון B פקע. לפרטים בדבר הערעור שהגישה השותפות על החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפו של הרשיון האמור, ראו סעיף 7.11 להלן.

למען הסר ספק, יצוין כי אין באמור כדי לבטל את האמור בסעיפים 4.4 עד 4.5 לעיל, בענין הימנעות מחלוקת רווחים.

4.7 הפסדים מוכרים לצרכי מס ששויכו למחזיקי יחידות

4.7.1 בטבלה להלן יפורטו ההפסדים המוכרים לצרכי מס, שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות אחת בשנים 2009, 2010 ו-2011:

שנה	הפסדים מוכרים לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות אחת בת 1 ש"ח ע.נ. (בש"ח)
2009	0.0677503
2010	0.02200757
2011	0.3219141055

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

4.7.3 נכון למועד פרסום הדוח, טרם נקבע גובה ההכנסה לצרכי מס למחזיק זכאי בשל החזקת יחידת השתתפות לשנות המס 2012 ו-2013 וזאת בשל כך שטרם הושלם הליך הביקורת של שלטונות מס הכנסה-פקיד שומה למפעלים גדולים לשנים האמורות. לאחר גמר ביקורת שלטונות המס ועם קביעת גובה ההכנסה/ההוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי בגין כל אחת משנות המס כאמור, תוצא תעודה לחישוב ההכנסה/ההוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי.

4.7.4 בהתאם להבהרה שהתקבלה משלטונות המס, מחזיק זכאי, אשר הגיש דוח על הכנסותיו לשנת 2012 עד ליום 31.12.2013 ו/או לשנת 2013 עד ליום 31.12.2014 (להלן בסעיף זה: "**מועד ההגשה המקורי**") ללא פרטים בדבר חלקו בהוצאות המס של השותפות וזאת עקב היעדר התעודה כאמור לעיל, ובתוך 30 יום לאחר הוצאת התעודה כאמור, יגיש דוח מתקן, ייחשב מועד ההגשה המקורי על-ידו כמועד הגשת הדוח בעניינו.

4.7.5 ביום 29.12.2014 הודיע השותף הכללי כי בהתאם להוראות הסכם השותפות והסכם הנאמנות שנחתם ביום 1.7.1993 (כפי שתוקן מעת לעת) (להלן: "**הסכם הנאמנות**"), לאחר התייעצות עם רואי החשבון של השותפות, להערכת השותף הכללי אין לשותפות הכנסה חייבת במס לשנת 2014.

יובהר, כי מדובר בהערכה וכי טרם נקבע גובה ההכנסה/הוצאה לצרכי מס הכנסה בשל החזקת יחידה מיחידות ההשתתפות לשנת 2014, וזאת מפני שטרם הסתיים הליך הגשת דוחות השותפות לצרכי מס לשנה האמורה לרשות המיסים, ובהתאם, טרם בוצע הליך ביקורת ספרי השותפות על-ידי שלטונות מס הכנסה באמצעות פקיד שומה למפעלים גדולים לשנת 2014. לאחר ביקורת שלטונות המס ועם קביעת

גובה ההכנסה/ההוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי בגין שנת 2014, תוצא תעודה לחישוב ההכנסה/ההוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי.

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 31.12.2014 וליום 31.12.2013, ראו המאזנים הכלולים בדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).
- 5.3 להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל, ראו חלק ראשון בדוח הדירקטוריון של השותף הכללי (פרק ב' לדוח זה).

6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים

- 6.1 כאמור לעיל, תחום הפעילות העיקרי של השותפות הינו חיפושים, פיתוח והפקה של נפט, גז טבעי וקונדנסט בישראל ובקפריסין. חוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן: "חוק הנפט") מסדיר את הרגולציה בתחום חיפושים והפקה של נפט וגז בישראל וקובע, בין היתר, כי פעולות חיפושי נפט וגז בישראל יכולות להתבצע באזורים גיאוגרפיים בהם ניתנה לגורם המחפש זכות נפט וגז על-פי חוק הנפט. בנוסף, חוק משק הגז הטבעי מסדיר בעיקר את נושא ההולכה, החלוקה והשיווק של גז טבעי בתחומי מדינת ישראל. לפרטים נוספים אודות חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, ראו סעיפים 7.25.1(א) ו-7.25.1(ד) להלן.
- 6.2 הכדאיות הכלכלית של הפקת גז טבעי ממאגרים שהתגלו ויתגלו (במידה ויתגלו) על-ידי השותפות מושפעת במידה רבה 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 המתאימות¹¹. מנגד, מכירה של נפט, ככל שימצא והיכן שימצא, יכולה להיעשות לצרכנים שונים בישראל וברחבי העולם על בסיס מחירי הנפט העולמי באותה עת.
- 6.3 התפתחות משק הגז הטבעי בישראל החלה בשנים 1999-2000 עם גילוי מאגר נועה בחזקת נועה ומאגר מרי B בחזקת אשקלון. הצריכה הכוללת של גז טבעי בישראל עלתה במקביל להתקדמות בהקמתה של תשתית ההולכה של נתיבי גז לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז") וחיבורם של צרכנים (לרבות תחנות כח) למערך ההולכה.
- 6.4 בשנים האחרונות עובר משק הגז הטבעי בישראל שינויים משמעותיים. תוך שנים ספורות הפך הגז הטבעי למקור מרכזי בסל הדלקים לייצור חשמל וכן למקור אנרגיה משמעותי לתעשייה בישראל. ביום 30.3.2013 החלה הזרמת גז טבעי מפרויקט תמר אשר יש בו עתודות מספיקות כדי לספק חלק משמעותי מצרכי המשק המקומי בשני העשורים הבאים.

¹¹ לפרטים בדבר תיאור שווקי היעד האפשריים לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר ומפרויקט לויתן, ראו סעיף 7.14.2(א)(2) להלן.

להערכת השותפות, בשנת 2014 צרך המשק המקומי כ-7.7 BCM (שרובם המכריע סופק למשק מפרויקט תמר והיתרה מפרויקט ים תטיס ומייבוא LNG), המהווים גידול של למעלה מ-10% מצריכת המשק המקומי בשנת 2013, ופי שלושה מצריכת הגז הטבעי בשנת 2012. ביקושי השוק המקומי היו במועדים מסוימים של שיאי ביקוש, גבוהים במקצת מהצריכה בפועל, ועל-כן לא היה בידי ספקי הגז לספק במועדים אלה את מלוא הביקושים. על-פי הערכת תרחיש הייחוס של דוח הועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי (להלן: "ועדת צמח"), שיעור צריכת הגז הטבעי צפוי לעלות עד שנת 2015 לרמה של כ-9.7 BCM. מגמת הצמיחה בשימוש בגז טבעי בישראל צפויה, על-פי ועדת צמח, להימשך ולהגיע לכ-13.3 BCM עד שנת 2020 ולכ-20.6 BCM עד שנת 2030, מתוכם כ-87% לייצור חשמל ולתעשייה. בהתאם להערכת ועדת צמח, סך תחזית הביקוש לשנים 2013-2040 עומדת על כ-501 BCM. תחזית הביקוש לגז טבעי מתבססת, בין השאר, על המשך גידול בצריכת החשמל בממוצע רב-שנתי של 3.1%, גידול בביקוש לגז בתעשייה ברמה של כ-1.3% לשנה (לאחר הסבת התעשייה לגז טבעי בשנים הקרובות), ביקוש ממוצע בתחבורה (מעבר של כשליש מכלי הרכב הפרטיים בישראל וכשני שלישי מכלי הרכב הציבוריים עד שנת 2040 להנעה באמצעות גז טבעי, CNG ומתנול) והקמת מפעל מתנול ואמוניה בשנת 2021 (עם צריכה קבועה של כ-0.7 BCM לשנה).

6.5 פעילות נוספת של השותפות מתבצעת בקפריסין – לתיאור הסביבה הכללית והתחרות בשוק בקפריסין, ראו סעיף 7.16.2 להלן.

6.6 הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על תחום זה הינם:

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

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), לתעריף ייצור החשמל כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל (להלן: "תעריף ייצור החשמל" ו-"רשות החשמל", בהתאמה) ולמחיר חבית מסוג ברנט. נכון למועד פרסום הדוח, להערכת השותפות כ-26% מהכמות השנתית של גז טבעי הצפויה להימכר על-ידי השותפות ב-5 השנים הקרובות מקורה בהסכמי מכירת גז טבעי הצמודים לחבית נפט מסוג ברנט, כ-31% מהכמות השנתית כאמור מקורה בהסכמי מכירת גז הצמודים לתעריף ייצור החשמל, וכ-43% מהכמות השנתית כאמור מקורה בהסכמי מכירת גז הצמודים למדד המחירים לצרכן האמריקאי. יצוין כי, מחיר חבית נפט מסוג ברנט ירד במהלך המחצית השנייה של שנת 2014 בשיעור ניכר. בנוסף, בהתאם להחלטת רשות החשמל מיום 21.1.2015 ירד התעריף המשוקלל לייצור החשמל באופן משמעותי.

שינוי באחד מרכיבי ההצמדה הנ"ל ו/או במחירי הדלקים החלופיים ישפיע על המחיר בו תמכור השותפות את הגז הטבעי ללקוחותיה ו/או עלול להשפיע על הכדאיות הכלכלית של פיתוח והפקה ממאגרים חדשים שהתגלו ו/או שיתגלו

בעתיד (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות, וכן על החלטות השותפות בקשר לאמור. על אף האמור לעיל, החשיפה של השותפות לתנודות בתעריף ייצור החשמל ובמחירי נפט מסוג ברנט מגודרת ברף כפי שנקבע בהסכמים למכירת גז טבעי היות וכל ההסכמים הצמודים לרכיבים כאמור כוללים "מחיר מינימום".

לפרטים אודות ניתוחי רגישות שבוצעו על-ידי השותפות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר לרבות השותפות (מדד המחירים לצרכן האמריקאי ותעריף ייצור החשמל), ראו סעיף 7.4.9(א)(5) להלן.

רגולציה

6.6.2

חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, כפופים לרגולציה במדינות אשר בשטחיהן מתבצעת הפעילות. תחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של הנפט והגז הטבעי בישראל כפוף לרגולציה כבדה ענפה בכל הקשור לנכסי הנפט (לרבות כללים להענקה, העברה ושעבוד), התנאים לפיתוח, להפקה ולאספקה (לרבות הקמת תשתיות הולכה וחלוקה וחיבור צרכנים), התמלוגים, המיסוי, הסדרה סביבתית, הגבלים עסקיים וכיו"ב. בשנים האחרונות חל גידול משמעותי בהיקף הרגולציה בתחום האנרגיה בישראל וכן נפגעה באופן מהותי הוודאות הרגולטורית הנדרשת לשם עיסוק בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של מאגרי גז ונפט. דוגמאות בולטות לכך הינן: חקיקת חוק מיסוי רווחי נפט, אימוץ עיקרי המלצות ועדת צמח על-ידי הממשלה, הכרזת הממונה על ההגבלים העסקיים (להלן: "**הממונה על ההגבלים**") על השותפות ביחד עם יתר השותפים בפרויקט תמר (להלן: "**שותפי תמר**") כבעלי מונופולין באספקת גז טבעי לישראל, בחינת הממונה על ההגבלים להכריז על השותפות כצד להסדר כובל עקב כניסתה יחד עם אבנר ו- Energy Mediterranean Noble Ltd. (להלן: "**נובל**") לבעלות משותפת עם רציו בהיתר המוקדם רציו ים, פרסום טיוטת תקנות להעברת זכויות בנכסי נפט על-ידי הממונה על ענייני הנפט, פרסום טיוטת הנחיות סביבתיות על-ידי הממונה על ענייני הנפט, פרסום הצעת חוק האזורים הימיים, התשע"ד-2014 (להלן: "**הצעת חוק האזורים הימיים**"), הצעה לתיקון חוק מיסוי רווחי נפט בעניין מיסוי ייצוא גז טבעי מישראל, פרסום הנחיות למתן בטחונות ורכישת ביטוח לפעילות בזכויות נפט וכיו"ב.

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח על פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של גז טבעי ו/או נפט בישראל ובקפריסין, ראו סעיפים 7.25 ו-7.26 להלן.

6.6.3

כמו כן, המצב הביטחוני והכלכלי בישראל וכן המצב הגיאופוליטי במזרח התיכון עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגורמים זרים לרבות במזרח התיכון להתקשר ביחסים עסקיים עם תאגידים ישראלים לרבות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. היציבות היחסית ביחסים עם מספר מדינות שכנות עשויה לשפר את יכולתה של השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטי תמר ולויתן לייצא גז טבעי למדינות ולגורמים שונים במזרח התיכון. עם זאת, החרפה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון עלולה לפגוע בעסקים עם מדינות וגורמים כאמור.

7. תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות

7.1 מידע כללי על תחום הפעילות

7.1.1 מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות משמעותי ביותר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים הקידוחים אינם משיגים תוצאות חיוביות ואינם מביאים להכנסות כלשהן או אף מביאים לאובדן רוב ההשקעה או כולה. פעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA), על-פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת (לתיאור הסכם תפעול משותף, ראו לדוגמא הסכם תפעול החל על פרויקט תמר המתואר בסעיף 7.28.7 להלן).

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

- (א) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפושי נפט וגז טבעי.
- (ב) גיבוש רעיון ראשוני לקידוח (להלן: "Lead").
- (ג) ביצוע סקרים סייסמיים, המסייעים לאיתור מבנים גיאולוגיים העשויים להכיל הידרוקרבונים (נפט ו/או גז טבעי) ועיבוד ופענוח של הנתונים.
- (ד) בחינת המבנים הגיאולוגיים והכנת פרוספקטים ראויים לקידוחי ניסיון.
- (ה) החלטה על ביצוע קידוח ניסיון, וביצוע פעולות הכנה לקראת קידוח.
- (ו) התקשרות עם קבלנים לביצוע הקידוח ולקבלת שירותים נלווים.
- (ז) ביצוע קידוח הניסיון כולל ביצוע לוגים ובדיקות נוספות.
- (ח) ביצוע מבחני הפקה (במקרים מסוימים).
- (ט) ניתוח סופי של תוצאות הקידוח, ובמקרה של ממצא, על בסיס הערכה ראשונית של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי, מבוצע ניתוח של נתונים כלכליים (כולל הערכת שוק) ונתונים פיסקאליים ומבוצעת הערכה ראשונית של מתכונת ועלות הפיתוח. יתכן ויבוצעו לפי הצורך סקרים סייסמיים נוספים ו/או קידוחי אימות (Confirmation) ו/או קידוחי הערכה (Appraisal Wells), וזאת לצורך גיבוש הערכה טובה יותר של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי המצויה בו.
- (י) בחינת החלופות למסחור הנפט ו/או הגז הטבעי, זיהוי שווקי היעד ובחינתם, גיבוש תוכנית פיתוח וכן הכנת תוכנית כלכלית לפרויקט.

(יא) ניתוח סופי של הנתונים וקבלת החלטה האם הממצא (התגלית) הינו מסחרי.

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

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

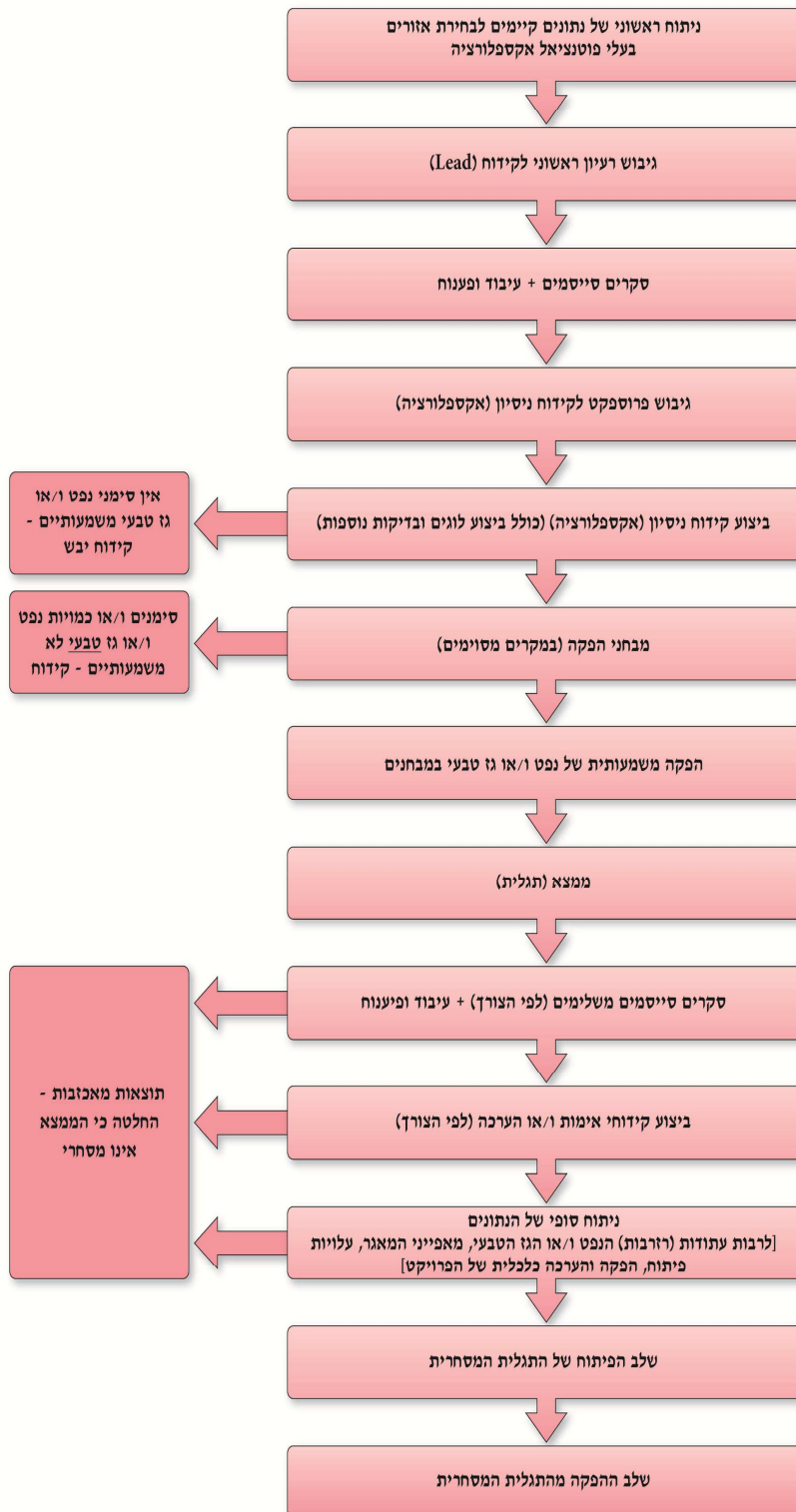
(יד) הפקת הממצא המסחרי, לרבות תפעול ואחזקה שוטפת וכן ביצוע עבודות פיתוח נוספות במטרה לשמר ו/או להגדיל את היקף ההפקה.

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

לעיתים לא נמצאים מבנים הראויים לקדיחה כך שאין כל כדאיות להכין פרוספקט לקדיחה, ולפיכך התהליך נעצר קודם לכן. כמו כן, לעיתים ממצא של נפט ו/או גז טבעי מתברר כממצא שאינו מסחרי ועל-כן אינו ראוי לפיתוח ולהפקה. בנוסף, פרקי הזמן לביצוע כל אחד מהשלבים, משתנים על-פי אופי הפרויקט וקשה להצביע על פרויקט בו מתבצעים כל השלבים האמורים באופן רציף בסדר המתואר לעיל וללא שינויים ואירועים בלתי צפויים.

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 המסוגלות לבצע קדיחה בעומקי מים ובלחצים גבוהים, לבין ממצא ביבשה, וכן בין פיתוח מאגר גז טבעי אשר מיועד בחלקו לייצוא לשוק הבינלאומי, המחייב תשומות כספיות, לוגיסטיות וטכנולוגיות גדולות לאין שיעור מאלו 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 תומכים במימון פרויקטאלי. בנוסף, קיימים הבדלים טכנולוגיים, שיווקיים וכלכליים משמעותיים בין מאגרי נפט לבין מאגרי גז טבעי. לדוגמא, כלכליותו של מאגר גז טבעי נגזרת מהיכולת לשווקו ליעד אטרקטיבי, וזאת בשל העובדה כי הגז הטבעי, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם. כמו כן, יצוין כי 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, בקורות שינויים מהותיים בתנאי השוק, למאגרים מסחריים, וכן להיפך.

ניתן להציג תהליך חיפוש ופיתוח תיאורטי באופן סכמאטי כמובא להלן:



- 7.1.2 מגבלות, חקיקה, תקינה ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות
לפרטים ראו סעיף 7.25 להלן.
- 7.1.3 שינויים בהיקף הפעילות בתחום וברווחיותו
לפרטים ראו סעיפים 7.2 עד 7.10 להלן.
- 7.1.4 התפתחויות בשווקים או שינויים במאפייני לקוחות
נכון למועד פרסום הדוח, מספקת השותפות גז טבעי מפרויקט תמר (יום 30.3.2013) ללקוחות שונים במשק המקומי ובעיקר לחברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל"), ללקוחות תעשייתיים, ליצרני חשמל פרטיים וכן לחברות שיווק של גז טבעי. כמו כן, מספקת השותפות קונדנסט מפרויקט תמר בעיקר לפז זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז זיקוק אשדוד"). לתיאור הסכמי השותפות עם לקוחותיה, ראו סעיף 7.13.4 להלן.
- לאור הביקוש המוגבל לגז טבעי בשוק המקומי ולאור היקף העתודות המשמעותי שכבר התגלה לחופי מדינת ישראל, בעיקר במאגרי הגז הטבעי תמר ולוויתן, בכוונת השותפות לפעול בצד אספקת הביקושים לגז טבעי במשק המקומי, לאספקת חלק מן העתודות לייצוא, למדינות שכנות ו/או לשווקים באירופה ובאסיה, בכפוף למגבלות על ייצוא גז, כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן. בעקבות כך, התקשרה השותפות בהסכמים ובמכתבי כוונות לייצוא גז טבעי לגורמים בירדן ובמצרים, כמפורט בסעיף 7.13.5 להלן.
- 7.1.5 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, אשר 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 גדולים מאוד. בהתאם לאמור, יכולים תאגידים המחפשים נפט וגז טבעי, להשקיע מאמצי חיפוש בשטחים בהם בעבר לא ניתן היה לבצע קידוחים, או שניתן היה לבצעם אולם בעלויות גבוהות מאוד ובסיכונים רבים יותר. בנוסף, שינויים טכנולוגיים במקטע ההפקה והשיווק של הגז הטבעי, כגון טכנולוגיות להפיכת גז טבעי לגז טבעי נוזלי (להלן: "LNG" או "גט"ן"), לגז טבעי דחוס (CNG) ולנוזל (GTL) עשויות לסייע בשינוע ובמסחור יעילים יותר של גז טבעי.
- 7.1.6 גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות
(א) איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לממצא מסחרי.

- (ב) יכולות פיננסיות ויכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.
- (ג) שימוש בטכנולוגיות מתקדמות (כגון סקרים סייסמיים 3D ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה, לצורך הערכת תוצאות הקידוחים וכן לצורך גיבוש תוכנית פיתוח בים.
- (ד) חבירה לגופים עתירי ידע וניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבות, תוך הסתייעות בידע המקצועי שברשותם והשתתפותם בהשקעות הכספיות הניכרות.
- (ה) הצלחת פעילות החיפושים.
- (ו) במקרה של מציאת גז טבעי, התקשרות בהסכמים למכירת הגז בכמויות ובמחירים מתאימים.
- (ז) קיומו של ידע, ניסיון ויכולת הנדסית, טכנית, פיננסית ומסחרית לניהול פרויקטי חיפושים, פיתוח והפקה בהיקפים כספיים של מיליארדי דולרים, לרבות הקמת תשתיות הפקה וייצוא.

7.1.7 שינויים במערך חומרי הגלם והספקים

לפרטים ראו סעיף 7.20 להלן.

7.1.8 מחסומי כניסה ויציאה

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

לא קיימים חסמי יציאה משמעותיים מתחום הפעילות בישראל, למעט הסכמי אספקת גז ארוכי טווח בהם התקשרה השותפות וכן חובת פירוק מתקני ההפקה לפני נטישת שטחי החזקות. לא קיימים חסמי יציאה משמעותיים מתחום הפעילות בקפריסין למעט התנאים הקבועים בהסכם ההפקה (Production Sharing Contract) ביחס להעברה של זכויות לצדדים שלישיים.

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

כמו כן, קיימים חסמי יציאה נוספים הנובעים מהוראות תקנון הבורסה והסכם השותפות של השותפות, המגבילים את השותפות מביצוע פעולות שאינן חיפושי נפט וגז כהגדרתם במסמכים כאמור.

7.1.9 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

גז טבעי ונפט משמשים כחומרי בעירה ונמכרים בישראל בעיקר ליצרני חשמל וללקוחות תעשייתיים. ככלל התחליפים לגז הטבעי הינם דלקים אחרים שעיקרם: סולר, מזוט, פחם, גפ"מ, גט"ן, אנרגיה סולרית וכיו"ב. לכל אחד מהחומרים האמורים יתרונות וחסרונות והוא כפוף לתנודתיות מחירים. המעבר משימוש בסוג אנרגיה אחד לסוג אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של גז טבעי לעומת פחם ודלקים נוזליים הם ניצולת גבוהה וזיהום אויר נמוך באופן יחסי, ובמקרה של דלקים נוזליים – גם מחיר נמוך יותר. כמו כן ניתן לייצר חשמל מאנרגיות מתחדשות, כגון אנרגית רוח או אנרגית שמש.

7.1.10 מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים ראו סעיף 7.16 להלן.

7.2 פעילות השותפות

כפי שצוין לעיל, השותפות מבצעת פעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בשטח המים הכלכליים של ישראל וקפריסין. נכון למועד פרסום הדוח, עוסקת השותפות בעיקר בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר, בהשלמת הרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר באמצעות מערכת מדחסים, בקידום ובתכנון של הרחבה נוספת של מערך ההפקה של פרויקט תמר וכן בפעילות הערכה, בחינה ותכנון של פיתוח המאגרים שנתגלו במים הכלכליים של ישראל וקפריסין ובראשם פרויקט לווייתן ופרויקט אפרודיטה ובפעילות חיפושים ברשיונות בהם מחזיקה השותפות.

להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות:7.3 פרויקט ים תטיס7.3.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכסי הנפט:	אשקלון ¹² נועה ¹³
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	בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות

¹² בשטח חזקת אשקלון התגלה בשנת 2000 מאגר הגז הטבעי מרי B ובשנת 2012 מאגר הגז הטבעי הפינקלס.
¹³ בשטח חזקת נועה התגלה בחודש יוני 1999 מאגר הגז נועה.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (47.059%). נובל הינה חברה בת בבעלות מלאה של Noble Energy Inc. (להלן בסעיף זה: "Noble"), חברה ציבורית שמניותיה נסחרות ב-NYSE. על-פי דיווחיה של Noble, אין בעל מניות המחזיק בלמעלה מ-10% מהונה המונפק. - השותפות (25.5%). - אבנר (23.00%)¹⁴. השותף הכללי באבנר, אבנר נפט וגז בע"מ (להלן: "אבנר נפט וגז"), הינו חברה פרטית אשר מחזיתה בבעלות דלק אנרגיה (50%), ומחזיתה האחרת בבעלות כהן פיתוח ומבני תעשיה בע"מ (50%), חברה ציבורית בשליטת קבוצת דלק (51.76%). - קבוצת דלק (4.441%)¹⁵.

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-25.50% בכל אחת מהחזקות.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	חזקת אשקלון¹⁶ 19% חזקת נועה לפני החזר ההשקעה של השותפות (להלן: "לפני החזר ההשקעה") – 21.54% לאחר החזר ההשקעה של השותפות (להלן: "אחרי החזר ההשקעה") – 19%
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-144,629 אלפי דולר

7.3.2 עיקר תנאי החזקות בפרויקט ים תטיס

להלן יפורטו עיקרי תנאי החזקות הכלולות בפרויקט ים תטיס:

(א) תנאי חזקת אשקלון

בשטר חזקת אשקלון נקבעו, בין היתר, התנאים המיוחדים כדלקמן:

- (1) שטר החזקה ניתן לשם הפקת גז טבעי בלבד, לא יעשו שימושים אחרים בשטח החזקה, בקרקע הים ובתת הקרקע התחום בשטח החזקה.
- (2) הפקת הגז תיעשה בשקידה ראויה.
- (3) הובלת הגז הטבעי מהפלספורמה/מהמאגר תעשה בהתאם להוראות חוק משק הגז הטבעי.

¹⁴ נכון ליום 28.2.2015 יחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל באבנר מוחזקות, בין היתר, בידי דלק אנרגיה (46.58%), קבוצת דלק (8.45%), השותף הכללי באבנר (1.81%) וגדעון תדמור (0.12%).

¹⁵ החזקתה של קבוצת דלק בנכס הנפט עברה אליה מדלק השקעות ונכסים בע"מ במסגרת מיזוג מיום 16.4.2012 ובתוקף מיום 31.12.2011 על-פי הוראות החלק הראשון לחלק השמיני לחוק החברות, התשנ"ט-1999.

¹⁶ מועד החזר ההשקעה בחזקת אשקלון חל במהלך שנת 2007.

(4) בתנאי חזקת אשקלון נקבעו עוד הוראות לגבי הפקת דוחות התנהגות המאגר בסוף כל שנת הפקה, הפרות, ביטוח מפני נזקים לסביבה, תוכנית נטישה, כפיפות לאמנות בינלאומיות וחוקי המדינה, תיאום עם מערכת הביטחון והוראות לגבי מתן הודעה על זהות המפעיל.

(ב) תנאי חזקת נועה

בשטר חזקת נועה נקבעו, בין היתר, התנאים המיוחדים כדלקמן:

- (1) לפתח את הממצא ולהפיק גז בשקידה ראויה.
- (2) בתום 6 השנים הראשונות לקיום החזקה וכל שלוש שנים לאחר מכן, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה מעודכנת.
- (3) בתנאי חזקת נועה נקבעו הוראות נוספות לגבי הפרות, ביטוח מפני נזקים לסביבה, תוכנית נטישה, כפיפות לאמנות בינלאומיות וחוקי המדינה, תיאום עם מערכת הביטחון והוראות לגבי מתן הודעה על זהות המפעיל.

7.3.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט ים תטיס

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות נועה ואשקלון כמפורט בסעיף 7.3.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בפרויקט ים תטיס.

7.3.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט ים תטיס¹⁷

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת נועה ובחזקת אשקלון מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	- ביצוע קידוח "פינקלס 1". - ביום 12.6.2012 הושלמה תוכנית הפיתוח של מאגר הפינקלס והחלה הזרמת הגז הטבעי ממנו. - ביום 23.6.2012 הסתיימו עבודות פיתוח מאגר נועה צפון, לרבות השלמת בארות, הנחת צנרת, וחיבורו לפלטפורמת ההפקה של פרויקט ים תטיס וכן החלה הזרמת גז טבעי ממאגר נועה צפון. - ביצוע בדיקות לבחינת האפשרות לאחסון גז טבעי במאגר מרי B.	כ-28,025 כ-70,739 כ-150,140 כ-4,429	כ-7,146 כ-18,039 כ-38,286 כ-1,129
2013 ¹⁹	- הפקה ממאגרי פרויקט ים תטיס, תפעול ותחזוקה שוטפים. - יצוין, כי ההפקה ממאגר מרי B צומצמה למינימום		

¹⁷ העלויות המפורטות בטבלה שלהלן אינן כוללות עלויות תפעול ותחזוקה שוטפים של פרויקט ים תטיס, אשר נכללו בסעיף 7.3.8 להלן.

¹⁸ הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.
¹⁹ העלויות בשנת 2013 לא כוללות עלויות בסך של כ-880 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-224 אלפי דולר) ששולמו בשנת 2013 בגין פעולות שהסתיימו בשנים קודמות.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁸	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	הנדרש מתוך כוונה לשמר את הלחץ והגז הטבעי במאגר הנחוצים בכדי לאפשר בעתיד אחסון של גז טבעי (אם וככל שיבוצע). לפיכך, החל מחודש מאי 2013 לקוחות פרויקט ים תטיס מקבלים גז המופק מחזקת תמר, וזאת בהתאם למתווה מכירת הגז המפורט בסעיף 7.4.4(ה) להלן. - ביום 2.8.2013 הודיעה המפעילה לשותפות כי עקב עליה משמעותית בקצב הפקת המים בתהליך הפקת הגז הטבעי ממאגר הפינקלס החליטה המפעילה לסגור את הבאר ולהיערך לקראת נטישה הסופית. - ביום 2.12.2013, הודיעה המפעילה לשותפות כי עקב תקלה בהפקה ממאגר נועה, הופסקה זמנית ההפקה ממנו. - בחינת אפשרויות ביצוע נטישה של בארות לא פעילות במאגר מרי B.	כ-3,330	כ-847
2014	- הפקה ממאגר מרי B, תפעול ותחזוקה שוטפים, לרבות ביצוע פעולות הנדרשות לצורך חידוש ההפקה ממאגר נועה. - הגשת תוכנית נטישה לפרויקט ים תטיס לאישורו של הממונה על ענייני הנפט וכן מתן ערבות לצורך הבטחת ביצועה. - רכישת מלאי. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות במאגרי פרויקט ים תטיס.	כ-1,629 כ-706	כ-415 כ-180
2015-2017	- המשך הפקת ממאגר מרי B, והמשך בחינת ביצוע אחסון של גז טבעי מפרויקט תמר במאגר מרי B²⁰. - היערכות לקראת המשך פעולות לשימור והגברת יכולת ההפקה מפרויקט ים תטיס, לרבות ביצוע קידוח נוסף או השלמה מחודשת של קידוח קיים במאגר מרי B, ככל שיידרש. - היערכות לקראת נטישה עתידית של בארות במאגרי פרויקט ים תטיס. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח נכס הנפט ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח נכס הנפט.	כ-70,000	כ-17,850 ²¹

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בפרויקט ים תטיס, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוע, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק 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.

²⁰ טרם התקבלו האישורים הרגולטורים הנדרשים לביצוע אחסון כאמור.
²¹ לפרטים בדבר עלויות הפעלה בפרויקט ים תטיס בשנים 2015-2017 המיוחסים לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.3.9(א)(2) להלן.

7.3.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בפרויקט ים תטיס

הסברים	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה		שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה		אחוז לפני החזר השקעה	שיעור ההשתתפות
	חזקת אשקלון	חזקת נועה	חזקת נועה	חזקת אשקלון	חזקת נועה	חזקת נועה	
ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.3.1 לעיל.	100%	100%	100%	25.50%	25.50%	25.50%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.3.6 להלן.	74.50%	74.50%	84.47%	19%	19%	21.54%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.3.7 להלן.	100.85%-101%	100.85%-101%	100.85%-101%	25.72%-25.76%	25.72%-25.76%	25.72%-25.76%	שיעור ההשתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

7.3.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מפרויקט ים תטיס

תטיס

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	לאחר החזר השקעה		לפני החזר השקעה	פריט
	חזקת אשקלון	חזקת נועה	חזקת נועה	
	100%	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
המדינה	(12.5%)	(12.5%)	(12.5%)	
כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב)(1) להלן.				
	87.5%	87.5%	87.5%	הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט
	25.50%	25.50%	25.50%	חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)
	22.31%	22.31%	22.31%	סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
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):				
תמלוג על מחלקה של 3% השותפות בשיעור של 3% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב	(3.31%)	(3.31%)	(0.77%)	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים

<u>פריט</u>	<u>לפני החזר השקעה</u>	<u>לאחר החזר השקעה</u>		<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלום</u>
		<u>חזקת נועה</u>	<u>חזקת אשקלון</u>	
				לפי שווי השוק בפי הבאר ²² . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.13 להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.54%	19%	19%	

7.3.7 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות פיתוח והפקה

בפרויקט ים תטיס

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושב התשלום או התשלום</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס הנפט (בלא תמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט :		
המפעיל	0.85%-1%	סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות למפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות הפיתוח או ההפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס נפט	100.85%-101%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	25.50%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	25.72%-25.76%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט) :		
אין תשלומים כאמור בשותפות		
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח והפקה בנכס הנפט	25.72%-25.76%	

7.3.8 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט
(באלפי דולר)

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-74,829	כ-751
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-5,806	כ-166
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-876	כ-70

7.3.9 עתודות ומשאבים מותנים בפרויקט ים תטיס

(א) עתודות בפרויקט ים תטיס

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מחברת Netherland, Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2014, עתודות הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס (הכולל את מאגרי מרי B ונועה), המסווגות כעתודות בהפקה (On Production), הינן כמפורט להלן²³:

קטגוריית עתודות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) BCF ²⁴
עתודות מוכחות 1P (Proved reserves)	59.0	11.4
עתודות צפויות (Probable Reserves)	30.0	5.7
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	89.0	17.1

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר עתודות הגז

הטבעי בפרויקט ים תטיס, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בפרויקט ים תטיס והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי, 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 מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט. 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.

(2) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון, המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (1) ההערכות מחושבות על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז, ואשר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות אשר כוללות בין היתר הצמדה למחירי דלקים נזיליים או לתעריף ייצור החשמל. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות; (2) עלויות הטיפול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות רק עלויות ישירות ברמת הפרויקט וכן את הערכת השותפות בדבר חלקה בהוצאות תקורה, הנהלה וכלליות אשר ניתן לייחס באופן ישיר לפרויקט. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (3) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון הן הוצאות הוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות והינן הוצאות בגין פיתוח בארות חדשות ובגין מתקני ההפקה ואשר נראות הגיוניות בהתבסס על תוכנית הפיתוח בפרויקט ים תטיס ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (4) עלויות נטישה, שנלקחו בחשבון, הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת בארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את ערך הניצולת (Salvage Value) של חזקות

24 בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים. לאור ייחוס חלק מעלויות תשתית ההפקה של מאגר מרי B למאגר נועה צפון, ייתכן ובחזקת נועה לא יהא החזר השקעה (כהגדרתו בהסכם התמלוגים, כאמור בסעיף 7.28.13 להלן). לפיכך, חלק השותפות בחזקת נועה חושב לאחר תשלום תמלוגים לפי השיעור החל לפני החזר השקעה (3%). מועד החזר השקעה בחזקת אשקלון חל במהלך שנת 2007 ועל כן חלק השותפות בחזקת אשקלון חושב לאחר תשלום תמלוגים לפי השיעור החל לאחר מועד החזר השקעה (13%).

אשקלון ונועה והמתקנים בפרויקט ים תטיס. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (5) תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית המחזיק ביחידות השתתפות של השותפות שהינה חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. יצוין, כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט, עשויים להיות שונים באופן מהותי; (6) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הכנת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות. ניתוח רגישות כאמור עלול להוביל למסקנה כי העתודות אינן כלכליות להפקה; (7) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון אומדן השותפות, לגבי שיעור התמלוגים שישולמו למדינה על-ידי השותפות למדינה, בשיעור של כ-9.01%, אשר חושב על בסיס עקרונות הנוסחה האנגלית כמפורט בסעיף 7.28.13(ב) להלן. נכון למועד פרסום הדוח, משרד האנרגיה הביע הסתייגות מאופן חישוב התמלוגים "בפי הבאר" בפרויקט ים תטיס החל משנת 2011. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל עשוי להשתנות. לפרטים נוספים בענין האמור, ראו סעיף 7.28.13(ב)(1) להלן; (8) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון גם היטל רווחי הנפט, אשר חל על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט (להלן בסעיף זה: "**החוק**"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותה השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון למועד פרסום הדוח, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו לפני יום תחילת החוק, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם מדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה וההשקעות) יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז; (9) בחישוב התזרים המהוון לא נכללה התמורה בגין הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.28.14 להלן; (10) בחישוב

התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2015. וכן הכנסות הנובעות ממכירת גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2015. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2015 בגין מכירת גז טבעי שהופק בשנת 2014 לא נכללו בתזרים המהוון.

יצוין, כי התזרים המהוון השתנה ביחס לתזרים המהוון ליום 31.12.2013 מהסיבות הבאות:

א. התזרים המהוון ליום 31.12.2013 התבסס על ההנחה כי יתבצע אחסון של גז טבעי במאגר מרי B ועל כן התבסס על הביקושים החזויים בהסכמי פרויקט ים תטיס, בעוד התזרים המהוון הנוכחי אינו מניח ביצוע אחסון במאגר מרי B ומבוסס על יכולת הפקת הגז ממאגר מרי B.

ב. אומדן המחירים בתזרים ליום 31.12.2014 מתבסס על הממוצע המשוקלל של מחירי הסכמי פרויקט ים תטיס. במקום בו ההפקה החזויה מהמאגר עולה על הכמויות החזויות תחת הסכמי פרויקט ים תטיס, הונח הממוצע המשוקלל של מחירי פרויקט תמר.

ג. התזרים הנוכחי אינו כולל את מתווה ההחלפה כמפורט בסעיף 7.4.4(ה)(2) להלן.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל ובהנחה כי לא יתבצע אחסון במאגר מרי B, להלן הערכה נכון ליום 31.12.2014 של התזרים המהוון באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה) המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט ים תטיס, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים															
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל									
1,573	1,606	1,643	1,681	1,723	621	781	3,125	-	-	(238)	-	(692)	4,056	0.13	31.12.2015
(8,126)	(8,661)	(9,259)	(9,928)	(10,682)	1,197	-	(9,485)	-	(17,850)	(502)	-	(1,695)	10,563	0.33	31.12.2016
8,730	9,710	10,852	12,190	13,772	2,399	5,373	21,544	-	-	(921)	-	(4,272)	26,737	0.62	31.12.2017
6,025	6,993	8,170	9,614	11,405	1,630	10,477	23,512	-	-	(879)	-	(4,667)	29,058	0.59	31.12.2018
(6,180)	(7,484)	(9,141)	(11,270)	(14,037)	-	-	(14,037)	(14,037)	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(363)	(987)	(2,806)	(8,374)	(26,356)	-	-	(26,356)	(26,356)	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
1,659	1,177	(542)	(6,086)	(24,175)	5,847	16,632	(1,696)	(40,393)	(17,850)	(2,540)	-	(11,326)	70,413	1.67	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</u>	
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>									
(30)	(31)	(32)	(32)	(33)	(12)	(15)	(60)	-	-	-	-	(60)	-	-	31.12.2015
1,058	1,128	1,206	1,293	1,391	501	-	1,892	-	-	(121)	-	(621)	2,634	0.08	31.12.2016
873	971	1,086	1,219	1,378	497	3,027	4,902	-	-	(216)	-	(1,570)	6,688	0.15	31.12.2017
1,213	1,408	1,644	1,935	2,296	828	2,510	5,634	-	-	(217)	-	(1,779)	7,629	0.15	31.12.2018
1,506	1,824	2,228	2,746	3,421	-	-	3,421	-	-	(240)	-	(834)	4,494	0.15	31.12.2019
1,266	1,600	2,043	2,638	3,450	-	-	3,450	-	-	(239)	-	(840)	4,529	0.15	31.12.2020
525	692	924	1,250	1,716	-	1,379	3,095	-	-	(227)	-	(757)	4,079	0.15	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
6,410	7,591	9,098	11,049	13,618	1,814	6,902	22,334	-	-	(1,259)	-	(6,460)	30,053	0.85	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני התזרים המהוון, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לאו דווקא מייצגים שווי הוגן.

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

(3) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2014.

שבוצעה על-ידי השותפות :

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	-21,529	1,552	3,060	3,364	עתודות מוכחות P1	-26,821	-2,636	-706	-45
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	15,162	10,139	8,464	7,151	עתודות צפויות	12,074	8,056	6,718	5,670
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-6,367	11,691	11,524	10,515	סה"כ עתודות מסוג P2	-14,747	5,420	6,011	5,624
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1	-20,207	2,599	4,002	4,216	עתודות מוכחות P1	-28,143	-3,683	-1,648	-898
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	15,934	10,660	8,901	7,521	עתודות צפויות	11,301	7,535	6,281	5,299
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-4,272	13,259	12,902	11,737	סה"כ עתודות מסוג P2	-16,842	3,853	4,633	4,402
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1	-18,884	3,646	4,943	5,069	עתודות מוכחות P1	-29,466	-4,730	-2,590	-1,750
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	16,706	11,181	9,337	7,891	עתודות צפויות	10,529	7,015	5,845	4,929
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-2,177	14,827	14,280	12,960	סה"כ עתודות מסוג P2	-18,937	2,285	3,255	3,179
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1	-21,632	1,469	2,984	3,295	עתודות מוכחות P1	-26,718	-2,552	-630	25
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	15,083	10,139	8,464	7,151	עתודות צפויות	12,154	8,109	6,761	5,706
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-6,549	11,556	11,406	10,410	סה"כ עתודות מסוג P2	-14,564	5,556	6,131	5,730
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1	-20,359	2,474	3,888	4,113	עתודות מוכחות P1	-27,989	-3,557	-1,534	-793
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	15,815	10,583	8,837	7,468	עתודות צפויות	11,422	7,614	6,346	5,353
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-4,544	13,057	12,725	11,580	סה"כ עתודות מסוג P2	-16,567	4,057	4,813	4,561
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1	-19,087	3,480	4,793	4,931	עתודות מוכחות P1	-29,260	-4,562	-2,437	-1,610
(Proved Reserves)					(Proved Reserves)				
עתודות צפויות	16,548	11,078	9,252	7,820	עתודות צפויות	10,690	7,120	5,931	5,001
(Probable Reserves)					(Probable Reserves)				
סה"כ עתודות מסוג P2	-2,539	14,558	14,045	12,751	סה"כ עתודות מסוג P2	-18,569	2,558	3,495	3,392
(Proved+Probable Reserves)					(Proved+Probable Reserves)				

(4) נתוני הפקה²⁵

להלן נתוני הפקה בפרויקט ים תטיס המיוחסים לשותפות:

שנת 2013	שנת 2014 ²⁶	
12,791 ²⁷	531	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
4.1	3.5	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (בדולר ל-MCF)
0.4	0.3	המדינה
0	0	צדדים שלישיים
0.2	0.3	בעלי עניין
0.5	1.9	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (בדולר ל-MCF)
3	1	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (בדולר ל-MCF)
(0.2)	²⁹ -	היטל רווחי נפט וגז
3.2	1	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (בדולר ל-MCF)
37	2.7	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז במאגרים (ב-%) ³⁰

(ב) משאבים מותנים בפרויקט ים תטיס(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2014, המשאבים המותנים בפרויקט ים תטיס (הכולל את מאגרי מרי B, הפינקלס ונועה), המסווגים בשלב של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן³¹:

²⁵ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית.

²⁶ במהלך שנת 2014 ההפקה ממאגר מרי B צומצמה למינימום הנדרש מתוך כוונה לשמר את הלחץ והגז הטבעי במאגר הנחוצים בכדי לאפשר בעתיד אחסון של גז טבעי (אם וככל שיבוצע).

²⁷ נתוני ההפקה בשנת 2013 כוללים כ-3,500 MMCF של גז טבעי שסופקו ללקוחות ים תטיס, במסגרת מתווה החלפת הגז התפעולית מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) להלן.

²⁸ לא כולל הוצאות שנרשמו בדוחות הכספיים בגין שנים קודמות בסך של כ-2.7 מיליון דולר.

²⁹ לא כולל הוצאות שנרשמו בדוחות הכספיים בגין שנים קודמות בסך של כ-3.7 מיליון דולר.

³⁰ שיעור האזילה הינו שיעור הגז המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח או למועד תחילת הפקה, לפי המאוחר.

³¹ דוח NSAI כאמור כולל גם אומדן משאבים מותנים בחלוקה לפי המאגרים שבפרויקט ים תטיס.

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ נכס הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ³² (Net) BCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	101.0	19.6
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	158.5	31.1
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	221.4	43.6

(2) בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים מותנים בהתקיים התנאים הבאים: (א) ביחס למשאבים המותנים במאגר הפינקלס – אישור תכנית פיתוח וביצוע קידוחי פיתוח; (ב) ביחס למשאבים המותנים במאגר נועה – שינוי המגבלה, שהציב הממונה על ענייני הנפט ביחס לכמות הגז הכוללת שתופק במאגר נועה צפון בשיעור של 1.2 BCM; (ג) ביחס למשאבים המותנים במאגר מרי B – ביצוע קידוחי פיתוח נוספים ובדיקות של המאגר.

(3) בדוח המשאבים המותנים צוין כי אם יקויימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס נפט. NSAI ציינה כי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית.

(4) השוק הפוטנציאלי לפרויקט ים תטיס הוא השוק המקומי. לפרטים נוספים אודות שוק הגז המקומי, ראו סעיף 6 לעיל.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים של גז טבעי בפרויקט ים תטיס, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה והינן בגדר

32 בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים. לאור ייחוס חלק מעלויות תשתית ההפקה של מאגר מרי B למאגר נועה צפון, ייתכן ובחזקת נועה לא יהא החזר השקעה (כהגדרתו בהסכם התמלוגים, כאמור בסעיף 7.28.13 להלן). לפיכך, חלק השותפות בחזקת נועה חושב לאחר תשלום תמלוגים לפי השיעור החל לפני החזר השקעה (3%). מועד החזר ההשקעה בחזקת אשקלון חל במהלך שנת 2007, ועל כן חלק השותפות בחזקת אשקלון חושב לאחר תשלום תמלוגים לפי השיעור החל לאחר החזר השקעה (13%).

הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של פרויקט ים תטיס. 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 מפעולות לפיתוח פרויקט ים תטיס, אם יבוצעו.

(ג) בדוח העתודות והמשאבים המותנים של פרויקט ים תטיס ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכלל זה כי: (א) ביחס לעתודות, ההערכות אינן מותאמות לשקף סיכונים חיצוניים שאינם קשורים באופן ישיר להיקף המאגרים ויכולת ההפקה מהם (כגון סיכונים בטחוניים, סיכונים מסחריים וכיוצא"ב) וביחס למשאבים המותנים, ההערכות אינן משקפות סיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את מצבם המכני-תפעולי של המתקנים והבארות; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים המותנים לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המותנים המוערכת בדוח כאמור או על מסחריותם, ולפיכך לא כללה בהערכה עלויות בקשר לחשיפה כאמור; (4) חלק מן העתודות וכן המשאבים המותנים מצויים באתרים שלא פותחו ועל כן הערכתם מבוססת על אומדני גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

(ד) התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכסי הנפט:

בכמות העתודות המצטברת מכל הקטגוריות בפרויקט ים תטיס חלה ירידה לעומת כמות העתודות הכוללת שצוינה בדוח הקודם לאור הפקה של כ-2.3 BCF ממאגר מרי B. כמו כן, לאור סיום מתווה ההחלפה, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה)(2) להלן, סך של כ-13.8 BCF סווגו ממשאבים מותנים לעתודות.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוח עתודות ומשאבים מותנים של פרויקט ים תטיס שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2014, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management (2007) Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.4 פרויקט תמר

7.4.1 כללי

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	תמר ³³
מיקום:	נכס ימי כ-90 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח:	כ-250 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	2.12.2009
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	1.12.2038
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	1.12.2038
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (36%). - ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת (להלן: "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 מר חיים צוף³⁴. - השותפות (15.625%). - אבנר (15.625%). - 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.

חזקת תמר	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	- ³⁵
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-15.625% בחזקה.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 13.14% לאחר החזר ההשקעה – 11.58%
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-575,428 אלפי דולר

בשטח חזקת תמר התגלו מאגרי הגז הטבעי תמר ו-תמר SW בשנים 2009 ו-2013, בהתאמה.

נכון ליום 28.02.2015 תאגידים הנשלטים על-ידי מר חיים צוף מחזיקים בכ-30% מיחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי ישראל מקו ניהול (1988) בע"מ (השותף המוגבל בישראל מקו). כמו כן, מר חיים צוף מחזיק במישרין בכ-0.43% מיחידות ההשתתפות שהונפקו על-ידי השותף המוגבל בישראל מקו.

החזקה הוענקה לשותפות ביום 2.12.2009 בעקבות ממצא הגז הטבעי תמר שנתגלתה בשנת 2009 בשטח הרשיון 309/מתן (להלן: "רשיון מתן").

33

34

35

חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	דלית ³⁶
מיקום:	נכס ימי כ-50 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח:	כ-250 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	2.12.2009
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	1.12.2038
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	1.12.2038
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (36%). - ישראלמקו (28.75%). - השותפות (15.625%). - אבנר (15.625%). - דור (4%).

חזקת דלית	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	37
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-15.625% בחזקה.
ציון החלק בפועל המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 13.14% לאחר החזר ההשקעה – 11.58%
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-531 אלפי דולר

7.4.2 עיקר תנאי חזקות תמר ודלית

(א) התנאים שנקבעו בתנאי חזקות תמר ודלית זהים בעיקרם. התיאור המובא להלן מתייחס לנושאים העיקריים בחזקות תמר (להלן בסעיף 7.4.2 זה: "החזקה"), כאשר במקומות בהן יש הבדל מהותי ביחס לחזקת דלית, הדבר מצוין.

(ב) מתקני מערכת ההפקה ומערכת ההולכה (להלן בסעיף זה: "המתקנים") יוקמו ויופעלו באמצעות נובל (להלן בסעיף 7.4.2 זה: "המפעיל") שתנהל את הפעולות הנדרשות על-פי שטר החזקה ועל-פי חוק הנפט מטעם בעל החזקה. המפעיל יחייב בפעולותיו את בעל החזקה והודעות הממונה על ענייני הנפט או מי מטעמו למפעיל תחייבנה את בעל החזקה. אין באמור בסעיף זה כדי לגרוע

בשטח חזקת דלית התגלה בשנת 2009 מאגר הגז דלית. החזקה הוענקה לשותפות ביום 2.12.2009 בעקבות ממצא הגז הטבעי דלית, שנתגלה בשנת 2009 בשטח הרשיון 308/מיכל (להלן: "רשיון מיכל").

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 וכל דין.

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

(ה) תקופת החזקה

(1) תקופת החזקה תחולק לשתי תתי-תקופות:

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

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

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

(ו) מכירה לצרכנים בישראל

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

(ז) הקמת מתקנים

(1) בעל החזקה לא יקים את מערכת ההפקה אלא לאחר שהממונה על ענייני הנפט נתן 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 הצפונית³⁸.

(3) ככל שתהיה לכך הצדקה כלכלית, בעל החזקה יהיה רשאי, בכפוף לקבלת אישור הממונה על ענייני הנפט והמנהל, 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

(1) 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.

(2) חברת הפיקוח שנבחרה הינה חברת GL Noble Denton (אינה קשורה לנובל) (להלן: "Denton"), אשר ביצעה הערכה עצמאית בדבר התכנון ההנדסי של המערכות הימיות. פעילות הבדיקה כללה את המרכיבים הבאים: תכנון הנדסי מפורט, ייצור, הקמה והרצה של הפרויקט בחלקו הימי, והתאמת הייצור וההרכבה לתקנים ולמפרטי הביצוע. נכון למועד פרסום הדוח, התקבלה הודעה מהממונה על ענייני הנפט כי הוא מאשר ל-Denton לשמש כחברת פיקוח בהתאם לתנאי החזקה.

(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 המינימלית ולתפוקה המקסימלית שיאושרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט, מזמן לזמן, בהתחשב בנתוני המאגר ובמאפייניו.

³⁸ ההפקה מתבצעת באמצעות פלטפורמה שהוקמה מול חופי אשדוד ובאמצעות תחנת הקבלה החופית באשדוד.

ג. בעל החזקה יהיה חייב לשמור על איכות הגז המוזרם על-ידו למערכת ההולכה הארצית בהתאם למפרט הגז שייקבע.

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

(3) בעל החזקה לא יחל בהפקה מסחרית ולא יחל בהזרמת גז טבעי למערכת ההולכה של בעל החזקה, אלא לאחר שהגיש לממונה על ענייני הנפט בקשה לאישור ההפעלה והבקשה אושרה בידי הממונה על ענייני הנפט.

(4) בסוף כל שנה (לפחות 30 יום לפני סוף שנה קלנדרית) יגיש בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט תוכנית עבודה שנתית מפורטת, וכן תחזית עלויות לביצוע הפעולות שבתוכנית, ותחזית לקצב ההפקות 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 ולאיתוס קידוחים, בעת סיום השימוש בהם, בין במהלך תקופת החזקה ובין לאחריה (להלן: **"תוכנית הנטישה הכללית"**).

(2) לא יאוחר מהמועד שבו הפיק בעל החזקה מאה ושבעים מיליארד מטרים מעוקבים של גז משטח החזקה, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, בהתאם להוראות תוכנית הנטישה הכללית (להלן: **"תוכנית הנטישה"**) וכן את אומדן עלויות הפירוק. לא הגיש בעל החזקה תוכנית נטישה במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שהתוכנית 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) נטישת קידוחים קיימים: בעל החזקה יודיע לממונה על ענייני הנפט על רצונו לאטום קידוח בודד לפחות שלושה חודשים לפני ביצוע הפעולה. בהודעה שתוגש ייכלל הסבר על הצורך לאטום את הקידוח ועל תוכנית האיתוס. איתוס הקידוח מחייב אישור מראש של הממונה על ענייני הנפט.

(יג) ערבויות

(1) לצורך הבטחת מילוי תנאי שטר חזקה זה ואישור להפעלת מערכת ההפקה של פרויקט תמר (כמפורט בסעיף 7.25.1(ה) להלן) וכתנאי להענקתם, בעלי החזקה המציאו ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת, בסך של 35 מיליון דולר (חלק השותפות כ-5.5 מיליון דולר) בגין חזקת תמר, לטובת מדינת ישראל (לגבי חזקת דלית, סכום הערבות עומד על 7.5 מיליון דולר (חלק השותפות כ-1.2 מיליון דולר)), שסכומה ישולם למדינה או למי מטעמה בכפוף לקבלת דרישה בכתב

מטעמה, מבלי צורך להוכיח או לבסס את הדרישה כאמור (להלן בסעיף זה: "הערבות").

(2) הערבות תהיה בתוקף למשך כל תקופת החזקה ולמשך שנתיים לאחר המועד שבו תסתיים תקופת החזקה מכל סיבה שהיא, בכפוף למילוי כל חובות בעל החזקה על-פי שטר החזקה, והיא תחודש מעת לעת, לא יאוחר מ-30 ימים לפני מועד פקיעתה. לא חודשה הערבות במועד כאמור, רשאי הממונה על ענייני הנפט לחלט את הערבות, כפי סכומה ערב פקיעתה.

(3) הערבות תשמש להבטחת קיום תנאי החזקה 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 לה, במישרין או בעקיפין, עקב אי מילוי תנאי החזקה, כולם או מקצתם, במועדיהם ובמלואם, 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.

(4) הממונה על ענייני הנפט רשאי לחלט את הערבות, כולה או מקצתה, כפי סכומה באותה עת, בכל אחד מן המקרים המפורטים להלן:

א. בעל החזקה לא הקים את המתקנים או לא החל בהפקה מסחרית או בהזרמה למתקני הקבלה במועדים שנקבעו לשם כך בשטר החזקה, או שאושרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט במועד מאוחר יותר לפי הוראות שטר החזקה;

ב. בעל החזקה לא ביצע את תוכנית הנטישה בהתאם להוראות שנקבעו לכך מכח שטר החזקה;

ג. הוגשה נגד המדינה תביעה או דרישה לתשלום פיצוי בגין נזק שנגרם בשל הפרת תנאי שטר החזקה, בשל ביצוע לקוי של הוראות שטר החזקה 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 יסרב אלא מטעמים סבירים בלבד).

ובכפוף לכך שניתנה לבעל החזקה הזדמנות להצטרף
כצד להליך;

- ד. נגרמו למדינה הוצאות או נזקים עקב ביטול החזקה;
- ה. בעל החזקה הפר תנאי מהותי בשטר החזקה;
- ו. בעל החזקה לא קיים איזו מבין ההוראות לעניין ביטוח
הקבועות בשטר החזקה או המוטלות עליו לפי כל דין;
- ז. בעל החזקה לא מילא אחר הוראות שטר החזקה לעניין
הערבות.

(5) הממונה על ענייני הנפט לא יחלט את הערבות אלא לאחר שנתן
לבעל החזקה הזדמנות להשמיע טענותיו, ואם החילוט הוא
בשל מעשה או מחדל הניתן לתיקון – התרה בבעל החזקה כי
אם בתוך תקופה שקבע לא יתקן בעל החזקה את המעשה או
המחדל נשוא ההתראה, תחולט הערבות כאמור, והתקופה
האמורה חלפה מבלי שבעל החזקה תיקן את המעשה או
המחדל נשוא ההתראה לשביעות רצונו של הממונה על ענייני
הנפט.

(6) חולטה הערבות או חלק ממנה, ימציא בעל החזקה ערבות
חדשה, או ישלים את יתרתה עד לסכום הערבות, כפי שאמור
להיות באותו המועד, מיד עם קבלת דרישת הממונה על ענייני
הנפט, ובלבד שסך כל החידושים כאמור לא יעלה על 175
מיליון ש"ח, צמוד למדד המחירים לצרכן מיום מתן החזקה
(לגבי חזקת דלית – 25 מיליון ש"ח).

(7) ראה הממונה על ענייני הנפט כי בעל החזקה לא סילק את כל
חיוביו לפי שטר החזקה, רשאי הממונה על ענייני הנפט לדרוש
מבעל החזקה להאריך את תוקף הערבות או להמציא ערבות
חדשה, וזאת לתקופה של שנה בכל פעם עד לסילוק כל חיוביו
לפי שטר החזקה, והוראות פרק זה יחולו גם על הערבות
המחודשת. לא חודשה הערבות לפי דרישת הממונה על ענייני
הנפט, רשאי הוא לחלט את הערבות, כפי סכומה ערב פקיעתה,
בכפוף לאמור לעיל.

(8) אין בחילוט הערבות בכדי לגרוע מן הסמכות לבטל את החזקה,
להגבילה או להתלותה לפי הוראות חוק הנפט ושטר החזקה.

(9) אין בסכום הערבות כדי להגביל את היקף אחריות בעל החזקה
כלפי המדינה לתשלום מלוא הנזקים שנגרמו למדינה (לרבות
לרשות מרשויותיה) ואשר חובת תשלומם חלה על בעל החזקה
לפי שטר החזקה או לפי כל דין.

(10) אין בחילוט הערבות כדי לגרוע מזכותה של המדינה לתבוע מבעל החזקה תשלום נזקים שהוא חב בהם לפי שטר החזקה או מזכותם של המדינה או המנהל לתבוע כל סעד או תרופה אחרים על-פי כל דין או שטר החזקה.

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

7.4.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט תמר³⁹

מעבר לאמור בתנאי שטרי חזקות תמר ודלית כמפורט בסעיף 7.4.2 לעיל, לא נקבעה תוכנית עבודה מחייבת בפרויקט תמר.

7.4.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט תמר⁴⁰

(א) להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט תמר מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

חזקת תמר			
תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴¹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (בתקציב (באלפי דולר)	תקופה
- המשך ביצוע תוכנית פיתוח פרויקט תמר. - עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה בהתאם לנתוני הקידוחים ומבחני ההזרמה.	כ-1,320,033	כ-206,255	2012

³⁹ נכון למועד פרסום הדוח, הוגשה תוכנית פיתוח מפורטת לגבי חזקת תמר בלבד.
⁴⁰ העלויות המפורטות בשנים 2012-2014 בתוכנית העבודה שלהלן אינן כוללות עלויות תפעול ותחזוקה שוטפים של פרויקט תמר, אשר נכללו בסעיף 7.4.8 להלן.
⁴¹ הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

חזקת תמר			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴¹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (בתקציב (באלפי דולר)
2013	- סיום ביצוע תוכנית פיתוח פרויקט תמר, הרצה ותחילת הזרמה מסחרית של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר וכן ביצוע התאמות וחיבורים שיאפשרו בעתיד אחסון של גז טבעי מפרויקט תמר במאגר מרי B. - הוספת מדחסים במתקני הטיפול באשדוד לצורך הרחבת יכולת ההפקה של הפרויקט (להלן: "פרויקט המדחסים"), כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) להלן. - ביצוע קידוח ניסיון בפרוספקט "תמר South West" שבשטח חזקת תמר ורשיון ערן⁴² (להלן: "קידוח תמר SW") וכן ביצוע בחינה ראשונית לשם חיבור הקידוח הנ"ל לפרויקט תמר. - ביום 4.12.2013 הודיעה השותפות על ממצא של גז טבעי בקידוח תמר SW. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים, מבחני הזרמה וההפקה מהפרויקט. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.	כ-209,527⁴³ כ-94,926 כ-101,953 כ-918	כ-32,739 כ-14,832 כ-15,930 כ-143
2014	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים. - ביצוע שיפורים תפעוליים בפלטפורמת תמר, רכישת ציוד וחלפים וכן השלמות נוספות במסגרת פיתוח הפרויקט. - המשך ביצוע פרויקט המדחסים. - סיום קידוח תמר SW וביצוע פעולות תכנון ורכש לחיבור קידוח תמר SW למתקני פרויקט תמר. - ביצוע פעולות בקשר להרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר (מעבר לפרויקט המדחסים) לרבות בחינת חלופות לייצוא גז מפרויקט תמר למדינות שכנות לרבות למצרים. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה ותכנון והכנות לביצוע קידוחים נוספים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה.	כ-18,112 כ-104,633 כ-98,662 כ-35,716 כ-556	כ-2,830 כ-16,349 כ-15,416 כ-5,581 כ-87

⁴² לפרטים נוספים ראו הערת שוליים מס' 7 לעיל.

⁴³ הסכומים כאמור אינם כוללים סך של 380 מיליון דולר שהתחייבו שותפי תמר לשלם לשותפים בפרויקט ים תטיס בהתאם להסכם למתן זכויות שימוש לשותפי תמר במתקני פרויקט ים תטיס כמפורט בסעיף 7.28.14 להלן וזאת מאחר ששיעור החזקות השותפות בפרויקט תמר נמוך יותר מהחזקותיה בפרויקט ים תטיס.

חזקת תמר			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴¹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2015 ואילך	- המשך הפקה מפרויקט תמר, תפעול ותחזוקה שוטפים⁴⁴. - שדרוגים ושיפורים במערך ההפקה של פרויקט תמר. - השלמת והפעלת פרויקט המדחסים. - המשך ביצוע פעולות רכש לחיבור קידוח תמר SW למתקני פרויקט תמר וביצוע החיבור כאמור, בכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט, כמפורט בסעיף 7.4.4(ד) להלן. - הרחבת יכולת האספקה של פרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) להלן. - המשך עדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה, בין השאר, בהתאם לנתוני הקידוחים וההפקה. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה ובכלל זה פרוספקט למטרות עמוקות בשטח החזקה ופרוספקט למטרות נפט.	- כ-45,600 כ-54,400⁴⁵ כ-349,000⁴⁶ כ-1,500,000 עד כ-2,000,000⁴⁷	- כ-7,125 כ-8,500 כ-54,531 כ-234,375 עד כ-312,500

חזקת דלית			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	- הכנת תשתית שתאפשר בעתיד חיבור של מאגר דלית לפרויקט תמר⁴⁸. - מיפוי והגדרה של מטרות נוספות בשטח החזקה לרבות מטרות עמוקות. - עדכון המודל הגיאולוגי בהתאם לניתוח הממצאים הגיאולוגיים, הגיאופיזיים וההנדסיים מהמאגר.	-	-
2013	- ביצוע סקר סייסי 3D בשטח החזקה, ועיבוד ראשוני של הנתונים. - ביצוע סקר סביבתי. - בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה.	כ-2,175 כ-774	כ-340 כ-121
2014	השלמת העיבוד של הסקר הסייסי 3D הנ"ל ועדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית בהתבסס על הסקר הסייסי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר.	כ-325	כ-51

⁴⁴ לפרטים בדבר עלויות הפעלה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות, ראו נתוני תזרים מהוון המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.9(א)(3) להלן.

⁴⁵ נכון למועד פרסום הדוח, אושר תקציב זה במלואו על-ידי שותפי תמר.

⁴⁶ נכון למועד פרסום הדוח, סך של כ-134.7 מיליון דולר (חלק השותפות כ-21 מיליון דולר) מתקציב זה אושר על-ידי שותפי תמר.

⁴⁷ נכון למועד פרסום הדוח, סך של כ-39 מיליון דולר (חלק השותפות כ-6.1 מיליון דולר) מתקציב זה אושר על-ידי שותפי תמר.

⁴⁸ יצוין, כי העלויות כאמור נכללו במסגרת עלויות תוכנית פיתוח מאגר תמר.

חזקת דלית			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה.	כ-126	כ-19
2015 ואילך	- בחינת חלופות פיתוח בשים לב לתוכניות הפיתוח של המאגרים הסמוכים ולנתוני ההפקה ממאגר תמר. - עדכון מיפוי וניתוח של מאגר דלית בהתבסס על הסקר הסייסמי כאמור ועל נתונים ממאגרים סמוכים ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח החזקה.	כ-100	כ-16

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

(ב) תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר

תוכנית הפיתוח של פרויקט תמר, אשר הושלמה בסוף הרבעון הראשון לשנת 2013 (להלן בסעיף זה: "תוכנית הפיתוח") כוללת בעיקרה, 5 בארות שכל אחת מהן יכולה להפיק כ-250 MMCF ליום. הגז מוזרם משדה תמר באמצעות שני צינורות בקוטר 16 אינץ' לפלטפורמת טיפול שהוקמה מול חופי אשקלון (להלן: "פלטפורמת תמר"), כ-2 ק"מ צפונית לפלטפורמה של פרויקט ים תטיס. מפלטפורמת תמר מוזרם הגז הטבעי בצינור 30 אינץ' למתקן הקבלה של פרויקט ים תטיס באשדוד (להלן: "תחנת הקבלה"), באופן המאפשר קיבולת אספקה מקסימאלית של כ-1 BCF ליום (כ-10 BCM בשנה).

ביום 30.3.2013, החלה הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר.

העלות הכוללת של תוכנית הפיתוח של פרויקט תמר, כפי שאושרה על-ידי שותפי תמר, הסתכמה בכ-3.04 מיליארד דולר (לא כולל סך של 380 מיליון דולר שהתחייבו שותפי תמר לשלם לשותפים בפרויקט ים תטיס בהתאם להסכם למתן זכויות שימוש לשותפי תמר במתקני פרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.28.14 להלן).

(ג)

פרויקט ההרחבה

נכון למועד פרסום הדוח, יכולת אספקת הגז השנתית המקסימאלית מפרויקט תמר (הכולל את מתקני פרויקט תמר ואת מערכות ההולכה והטיפול של פרויקט ים תטיס ששודרגו והותאמו לשימוש בפרויקט תמר) למערכת ההולכה של נתג'ז עומדת על כ-10 BCM. עם השלמת הוספת מדחסים ומערכות עזר נלוות לפרויקט תמר, אשר צפויה להסתיים עד חודש יוני 2015, צפויה יכולת אספקת הגז השנתית המקסימאלית של פרויקט תמר לעלות מכ-10 BCM לכ-12 BCM⁴⁹.

כמפורט בסעיף 7.13.5(א)(2) להלן, ביום 5.5.2014 חתמו שותפי תמר על מכתב כוונות בלתי מחייב עם חברת Union Fenosa Gas SA⁵⁰ (להלן: "UFG"), על-פיו מנהלים הצדדים משא ומתן על הסכם מחייב לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר ל-UFG (להלן: "**ההסכם המחייב**"), בהיקף משוער של כ-4.5 BCM לשנה, למשך תקופה של 15 שנה, לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים (להלן: "**מתקני ההנזלה**"). מאחר וקיבולת מתקני ההנזלה הינה כ-7 BCM לשנה, בוחנים שותפי תמר ו-UFG אפשרות להגדלת היקף האספקה השנתית הקבוע במכתב הכוונות כאמור באופן משמעותי וזאת מבלי להגדיל את הכמות המירבית הכוללת במכתב הכוונות כאמור.

אספקת הגז בהתאם להסכם המחייב (אם וככל שייחתם) תחייב את שותפי תמר להרחיב את יכולת האספקה מפרויקט תמר באופן ניכר. לאור הנ"ל בוחנת השותפות, בין היתר, את האפשרות להרחיב את פרויקט תמר באופן שיאפשר להגדיל את יכולת אספקת הגז השנתית המקסימאלית בפרויקט לכ-20.4 BCM לשנה עם יכולת אספקה מקסימאלית לשוק המקומי בהיקף של כ-16 BCM לשנה.

הרחבת יכולת האספקה מתוכננת לכלול שלושה קידוחי הפקה נוספים (לרבות באר תמר SW) אשר יחוברו למערך ההפקה, וכן צינור אספקה נוסף משדה תמר לפלטפורמת תמר; כמו כן, נבחנים הצורך והאופן של השידרוג הנדרש של פלטפורמות תמר ומרי B. בנוסף, יונח צינור ישיר מפלטפורמת תמר למתקני UFG שבמצרים, אשר עלות הנחתו ותפעולו תחולק בין שותפי תמר לבין UFG, באופן ששותפי תמר יישאו בעלות הנחתו ותפעולו עד לנקודה שתקבע בגבול הימי בין המים הכלכליים של ישראל ומצרים ו-UFG תישא בעלות הנחתו של הצינור ותפעולו מנקודה זו ועד למתקני UFG.

49 התקציב הכולל של פרויקט המדחסים, כפי שאושר על-ידי שותפי תמר, הינו כ-262 מיליון דולר.

מועד אספקת הגז מפרויקט תמר למתקני UFG במצרים, ככל שהסכם מחייב ייחתם, ייגזר מלוחות הזמנים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות בפניהן ניצבת השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.3 להלן.

לפרטים בדבר חלקם של שותפי תמר בעלות פרויקט ההרחבה כאמור לעיל, ראו תוכנית עבודה מתוכננת בחזקת תמר שבסעיף 7.4.4(א) לעיל.

בנוסף, מוסיפים שותפי תמר לפעול לקבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים כדי לאפשר שימוש במתקני ההפקה של מאגר מרי B לאחסון תפעולי ואסטרטגי של גז טבעי מפרויקט תמר, וזאת מקביל לקידום ייצוא הגז הטבעי מפרויקט תמר למצרים לרבות התקשרות שותפי תמר במכתב הכוונות עם UFG. יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, הושלמו כל השינויים והשדרוגים במתקני ההפקה של מאגר מרי B, אשר נועדו לאפשר בעתיד אחסון של גז טבעי (אם וככל שיבוצע). כן יצוין כי טרם התקבלו האישורים הרגולטוריים הנדרשים לביצוע פרויקט האחסון.

ככל שיתבצע אחסון במאגר מרי B, חלף פרויקט ההרחבה המתואר לעיל בקשר עם UFG, ובכפוף להשלמת פרויקט המדחסים והוספת מערכות העזר הנלוות לפרויקט תמר כאמור לעיל, צפויה יכולת אספקת הגז השנתית המקסימאלית של פרויקט תמר לעמוד על כ- 15-16 BCM לשנה וזאת לאחר שתאוחסן כמות מספקת של גז טבעי במאגר מרי B.

(ד) פיתוח מאגר תמר SW

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר SW, אשר הוגשה לממונה על ענייני הנפט בחודש אפריל 2014, מאגר תמר SW עתיד להיות מפותח על-ידי חיבורו למתקנים התת ימיים של פרויקט תמר. יצוין, שההתייחסות התפעולית אל באר תמר SW, ממועד חיבורה לפרויקט תמר, תהא כאל באר מבארות פרויקט תמר. עלות פיתוחו של מאגר תמר SW במתכונת האמורה אושרה בחלקה על-ידי שותפי תמר במהלך חודש ינואר 2014.

חיבור מאגר תמר SW לפרויקט תמר מקנה יתרונות משמעותיים לפרויקט, הכוללים בעיקרם הגדלת שרידותה ויתירותה של המערכת,

למיטב ידיעת השותפות, UFG הינה קבוצת חברות קשורות מספרד העוסקות ב-LNG, עם נכסים בכל שרשרת האספקה של הגז, לרבות בחיפוש, הפקה, הנזלה, הובלה, הגזה (regasification) ושיווק של גז טבעי ו-LNG. UFG הינה אחת מחברות הגז הגדולות בספרד והינה מהמפעילים החשובים בשוק ה-LNG העולמי.

ודחיית השקעות (כגון קידוחים ומתקני טיפול בנוזלים) לשנים מאוחרות יותר.

ביום 4.6.2014 דחה הממונה על ענייני הנפט את התוכנית לפיתוח מאגר תמר SW במתכונת הנ"ל וכפועל יוצא מכך הופסקו כל הפעולות הקשורות בפיתוח הנ"ל, למעט השלמת פעולות רכש מסוימות.

בהמשך לכך, הגישו שותפי תמר עתירה לבג"צ כנגד החלטת הממונה על ענייני הנפט בקשר לאי מתן אישורו לפיתוח מאגר SW (להלן בסעיף זה: "העתירה"). ביום 1.12.2014 הושגה הסכמה בין הצדדים לעתירה להמשך קיום משא ומתן בנושאים הקשורים בזכויות שותפי תמר במאגר SW. לאור ההסכמות האמורות נמחקה העתירה, תוך שמירת זכויות הצדדים לפי הצורך. בהתאם להסכמה כאמור, הגישו שותפי תמר ביום 9.12.2014 ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. נכון למועד פרסום הדוח טרם ניתנה החלטה בערעור. בקשר לכך יצוין, כי בעלי הזכויות ברשיון ערן (ובהם השותפות), שחלק מהעתודות במאגר תמר SW גולשות לשטחו, הגישו עתירה לבג"צ בגין החלטתו של שר האנרגיה שלא להפוך את החלטתו של הממונה על ענייני הנפט לא להאריך את תוקפו של רשיון ערן, כמפורט בהערת שוליים מס' 7 לעיל.

להערכת השותפות, השלמת פיתוח מאגר תמר SW צפוי להימשך כ-18 חודשים, לאחר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט (ככל שייתקבל). לפרטים בדבר פעולות והתקציב להשלמתו ולפיתוחו של מאגר תמר SW, ראו סעיף 7.4.4(א) לעיל.

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

תמר

(1) החל מחודש מאי 2013, שותפי תמר מספקים גז ללקוחות פרויקט ים תטיס (בהתאם להסכמי המכירה של הפרויקט) חלף התחייבויותם של השותפים בפרויקט ים תטיס כלפי לקוחותיהם כאמור. תמורת המכירה כאמור מתחלקת בין שותפי תמר באופן שבו שותפי פרויקט תמר שאינם שותפי פרויקט ים תטיס, מקבלים מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי שסופק במהלך אותו חודש ללקוחות פרויקט תמר והיתרה הכספית שנותרת מחולקת בין שותפי ים תטיס שלהם זכויות בפרויקט תמר, לפי חלקם בפרויקט תמר. חלוקה זו מאפשרת שמירה על איזון כמויות הגז בפרויקט תמר בין השותפים בו לפי חלקם.

(2) יצוין כי עד ליום 15.7.2014 (להלן: "היום הקובע"), בוצעה "החלפת גז תפעולית" (להלן: "מתווה ההחלפה"), אשר נועדה

לקדם את אחסון הגז במאגר מרי B, ואשר על-פיה סופק גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס בכמויות יומיות שהוסכמו בין הצדדים וגז טבעי באותו היקף, המצוי במאגר מרי B, נזקף לזכות שותפי פרויקט תמר, ואילו ההכנסות בגין מכירות הגז נזקפו לזכות פרויקט ים תטיס. הואיל ועד היום הקובע, לא בוצע אחסון במאגר מרי B, בוטל מתווה ההחלפה ובוצעה בין הצדדים התחשבות בגין ההכנסות ממכירת גז טבעי ללקוחות פרויקט ים תטיס, בהתאם לעקרונות המפורטים בסעיף קטן (1) לעיל. לפרטים נוספים ראו ביאור 27 לבדוחות הכספיים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים של הפעולות המתוכננות וקצבי ההפקה בפרויקט תמר הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות של השותף הכללי בשותפות לגבי הפעולות המתוכננות, העלויות, לוחות הזמנים 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 וכיוצ"ב.

7.4.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בפרויקט תמר

<u>שיעור השתתפות</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסברים</u>
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	15.625%	15.625%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.4.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	13.14%	11.58%	84.08%	74.08%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.6 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	15.625%	15.625%	100%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.7 להלן.

7.4.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מפרויקט

תנמר

פריט	לפני החזר השקעה	לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	87.50%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	15.625%	15.625%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	13.67%	13.67%	
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	(0.47%)	(2.03%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ⁵¹ . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.13 להלן.
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לדור כימיקלים בע"מ ⁵²	(0.06%)	(0.06%)	תמלוג על בשיעור של 6% בגין 1.25% מהזכויות בנכס הנפט משולם לבעל התמלוג, לאחר הפחתת תמלוג למדינה על-פי חוק הנפט מחושב בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	13.14%	11.58%	

הצדדים הזכאים לתמלוגים הם דלק אנרגיה וקבוצת דלק.

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.

7.4.7

שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות

חיפושים, פיתוח והפקה בפרויקט תמר

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס הנפט (בלא תמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	-	המפעיל זכאי להחזר הוצאותיו הישירות בקשר עם תפקידו כמפעיל. שותפי תמר מנהלים כיום בדיקה של בקשת המפעיל לתשלום דמי מפעיל בגין הוצאות עקיפות בתקופת ההקמה והתפעול של הפרויקט.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס נפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	15.625%	
סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	15.625%	
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 חיפושים, פיתוח והפקה בנכס הנפט	15.625%	

7.4.8

תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים, פיתוח והפקה בנכס

הנפט (באלפי דולר)

<u>חזקת תמר</u>		
<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-206,255	0
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-74,982	כ-2,438
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-58,546	0

<u>חזקת דלית</u>		
<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	0	0
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-461	0
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-70	0

7.4.9 עתודות, משאבים מותננים ומשאבים מנובאים בפרויקט תמר

(א) עתודות בחזקת תמר⁵³

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2014 (להלן: "**דוח העתודות**"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגים כעתודות בהפקה (On Production), הינן כמפורט להלן:

⁵³ הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רשיון ערן. לפרטים נוספים ראו הערת שוליים מס' 7 לעיל.

קטגוריית עתודות		מאגר תמר (Gross)		מאגר תמר SW (Gross)		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) (Gross)		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁵⁴ (Net)
קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels
1.2	912.2	9.9	7,600.8	0.8	604.9	9.1	6,995.9	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)
0.4	353.3	3.9	2,969.0	0.4	312.1	3.5	2,656.9	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)
1.6	1,265.5	13.7	10,569.8	1.2	917.0	12.5	9,652.8	2P סה"כ עתודות מסוג (Proved+Probable Reserves)
0.3	206.7	2.3	1,737.0	0.5	403.0	1.7	1,334.0	3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1.9	1,472.2	16.0	12,306.8	1.7	1,320.0	14.3	10,986.8	3P סה"כ עתודות מסוג (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת החל ממועד תחילת ההפקה (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,000 BCF גז טבעי ושל כ-1.3 מיליון חביות קונדנסט (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד מועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל.

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים חיצוניים שאינם קשורים באופן ישיר להיקף המאגרים ויכולת ההפקה מהם (כגון סיכונים בטחוניים, סיכונים מסחריים וכיוצ"ב); (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 יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות, שיתופעלו באופן סביר ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

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

(3) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז, ואשר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד

המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), למחיר חבית מסוג ברנט או לתעריף ייצור החשמל. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות⁵⁵; (ב) כמו כן, התזרים המהווה חושב על בסיס מחיר קונדנסט הנגזר ממחיר הברנט ומבוסס על מדד ה-NYMEX ICE Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה ולמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור; (ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות רק עלויות ישירות ברמת הפרויקט וכן את הערכת השותפות בדבר חלקה של השותפות בהוצאות תקורה, ביטוח, הנהלה וכלליות אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהווה הינן בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל גם הערכת עלויות של הוצאות עתידיות שיוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והרחבת יכולת ההפקה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון הינן הוצאות הוניות אשר יתכן ותידרשנה לתחזוקת בארות הפקה, לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה נוסף. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין. תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהווה חושבו בראיית המחזיק ביחידות ההשתתפות של השותפות שהינו חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום

לצורך חישוב תחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על נתונים שהתקבלו מגופים זרים, וביניהם, בנקים, חברות ייעוץ ומאגרי מידע שונים: (1) גידול שנתי במדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI U.S.) בהיקף ממוצע של כ-2.35% לשנה; (2) מחיר חבית ברנט (Brent) של 62.5 דולר לחבית בשנת 2015, העולה ל-95 דולר לחבית בשנת 2018, ועליה ב-1% לשנה בשנים שלאחר מכן; (3) תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת על שער חליפין ממוצע לטווח ארוך של כ-4.2 ש"ח לדולר.

תחילת הפרויקט. יצוין כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי; (ז) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריית העתודות המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות. ניתוח רגישות כאמור עלול להוביל למסקנה כי העתודות אינן כלכליות להפקה; (ח) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה מהמאגרים⁵⁶ והערכות לגבי היקף הביקושים בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט; (ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הכנסות מייצוא גז לשווקים המקומיים במצרים ובירדן בהיקף מצרפי כולל של כ-20 BCM, בתקופה החל מהמחצית השנייה של שנת 2015 ועד לשנת 2031, בין היתר, בהתבסס על מכתב הכוונות שנחתם בין שותפי תמר לבין חברת Dolphinus Holding Limited (להלן: "דולפינוס"), כמפורט בדוח המייד מיום 19.10.2014 (מס' אסמכתא 2014-01-76583)⁵⁷, וכן בהתאם להסכם בדבר ייצוא גז טבעי למפעלים באזור ים המלח בירדן, כמפורט בסעיף 7.13.5(א)(1) להלן; (י) בחישוב התזרים המהוון לא נלקחו בחשבון הכנסות ו/או הוצאות הנוגעות למזכר העקרונות שנחתם עם UFG כמפורט בסעיף 7.13.5(א)(2) להלן; (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה, בשיעור של 11.5%. נכון למועד פרסום הדוח, שותפי תמר נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות. לפרטים נוספים בעניין וכן בדבר הסדרים בין הצדדים עד להשלמת הדיונים האמורים, ראו סעיף 7.28.13(ב)(2) להלן; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון גם היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו

לפרטים בדבר קיבולת ההפקה של פרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.4(ג) לעיל.

בהמשך למכתב הכוונות, ביום 18.3.2015 נחתם הסכם לייצוא גז טבעי בין שותפי תמר לבין דולפינוס, כמפורט בסעיף 7.13.5(א)(3) להלן. יצוין, כי חתימת ההסכם אינה משפיעה על חישוב התזרים המהוון.

על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון למועד פרסום הדוח, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז;

(יג) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2015 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו החל מיום 1.1.2015. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2015 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2014 לא נכללו בתזרים המהוון.

יצוין, כי התזרים המהוון השתנה ביחס לתזרים המהוון ליום

31.12.2013 מהסיבות הבאות:

(1) בנתוני התזרים המהוון הנוכחי לא נכללה הנחה בדבר אחסון במאגר מרי B, וזאת בשל העיכוב שחל בקבלת רשיון האחסון והעדר הוודאות בביצועו. לאור הנ"ל, בוצע עדכון לפרופיל ההפקה של הגז בין קטגוריות העתודות השונות.

(2) בנתוני התזרים הנוכחי נכללה הנחה בדבר ייצוא לשוק המקומי המצרי (חלף מכירות לשוק המקומי בישראל שנכללו בתזרים הקודם) בהיקף מצרפי כולל של כ- BCM 18, וזאת בהתבסס על תשתיות תמר הקיימות ועל צינור הגז הקיים המופעל על-ידי חברת East Mediterranean Gas Limited (להלן: "EMG").

(3) בנתוני התזרים הקודם הונח גידול שנתי במדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI U.S) בהיקף קבוע של 2.5% לשנה, ואילו בנתוני התזרים הנוכחי, עודכנה ההנחה

בנוגע לגידול השנתי כאמור, להיקף ממוצע של כ-2.35% בשנה.

(4) לאור עדכון תעריף ייצור חשמל ותחזיות תעריף ייצור החשמל, עודכנו מחירי המכירה הרלבנטיים הצמודים להם (ללא שינוי בנוגע לשיעורי שערי החליפין החזויים).

(5) בנתוני התזרים הקודם הונח מחיר קבוע של 100 דולר לחבית מסוג ברנט, ואילו בנתוני התזרים הנוכחי, עודכנה ההנחה למחיר של 62.5 דולר לחבית בשנת 2015, העולה ל-95 דולר לחבית בשנת 2018, ועליה ב-1% בשנים שלאחר מכן.

(6) לאור האמור בסעיף 7.4.4(ד) לעיל בדבר ההליכים המשפטיים המתנהלים בנושא תוכנית פיתוח מאגר תמר SW, נלקחה בחשבון דחייה במועד סיום פיתוח מאגר תמר SW.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2014 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%												
120,100	122,683	125,440	128,392	131,563	39,538	-	171,101	-	51,709	26,656	-	42,823	292,288	9.55	438	31.12.2015
166,046	176,992	189,196	202,870	218,273	51,582	-	269,856	-	1,553	26,396	-	61,569	359,374	11.42	524	31.12.2016
103,652	115,289	128,840	144,730	163,505	47,466	-	210,971	-	50,125	26,393	-	90,045	377,534	11.39	523	31.12.2017
105,163	122,055	142,601	167,817	199,066	50,009	-	249,075	-	25,731	26,393	-	94,339	395,538	11.39	523	31.12.2018
86,357	104,585	127,745	157,492	196,160	48,103	19,529	263,793	-	18,325	26,393	-	96,629	405,140	11.39	523	31.12.2019
54,099	68,368	87,303	112,758	147,465	47,111	87,268	281,844	-	7,309	26,396	-	98,834	414,383	11.42	524	31.12.2020
35,403	46,685	62,325	84,331	115,802	42,213	112,762	270,777	-	21,903	26,393	-	99,937	419,009	11.39	523	31.12.2021
25,618	35,251	49,199	69,740	100,555	42,406	114,905	257,866	-	42,969	26,393	-	102,492	429,719	11.39	523	31.12.2022
27,873	40,022	58,397	86,720	131,289	37,995	136,062	305,347	-	-	26,393	-	103,905	435,644	11.39	523	31.12.2023
21,825	32,701	49,883	77,604	123,363	40,289	131,536	295,188	-	15,625	26,396	-	105,618	442,827	11.42	524	31.12.2024
19,847	31,029	49,484	80,649	134,613	39,742	140,138	314,493	-	-	26,393	-	106,769	447,655	11.39	523	31.12.2025
15,481	25,255	42,108	71,896	126,003	42,842	135,710	304,555	-	15,625	26,393	-	108,551	455,123	11.39	523	31.12.2026
14,076	23,962	41,768	74,711	137,484	43,230	145,249	325,962	-	-	26,393	-	110,362	462,717	11.39	523	31.12.2027
7,785	13,829	25,200	47,222	91,243	52,125	115,233	258,601	-	74,219	26,396	-	112,511	471,727	11.42	524	31.12.2028
8,746	16,211	30,883	60,628	123,004	46,958	136,607	306,569	-	31,250	26,393	-	114,075	478,287	11.39	523	31.12.2029
7,484	14,475	28,830	59,292	126,309	47,022	139,315	312,646	-	31,250	26,393	-	115,979	486,268	11.39	523	31.12.2030
6,966	14,060	29,277	63,078	141,092	41,649	146,878	329,619	-	-	26,323	-	111,485	467,428	10.77	494	31.12.2031
3,737	7,869	17,131	38,667	90,815	26,687	94,442	211,944	-	-	25,910	-	74,499	312,354	7.08	325	31.12.2032
3,169	6,965	15,851	37,482	92,432	27,270	96,211	215,913	-	-	25,910	-	75,742	317,566	7.08	325	31.12.2033
1,105	2,535	6,030	14,939	38,682	11,161	40,062	89,905	7,510	-	25,515	-	38,503	161,433	3.54	163	31.12.2034
941	2,252	5,601	14,535	39,518	11,463	40,976	91,957	7,510	-	25,515	-	39,146	164,127	3.54	163	31.12.2035

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%												
541	1,351	3,512	9,549	27,261	7,607	28,025	62,894	7,510	-	25,417	-	30,012	125,833	2.67	123	31.12.2036
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
836,014	1,024,422	1,316,606	1,805,103	2,695,498	844,468	1,860,909	5,400,875	22,529	387,592	577,153	0	1,933,823	8,321,972	215.23	9,881	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2015
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2016
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2017
8,036	9,326	10,896	12,823	15,211	414	-	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
(1,806)	(2,187)	(2,671)	(3,293)	(4,102)	(916)	5,018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
(567)	(717)	(915)	(1,182)	(1,546)	6	1,540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
2,733	3,604	4,812	6,511	8,940	(1,283)	7,968	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
4,289	5,902	8,237	11,676	16,836	(1,676)	12,184	27,344	-	(27,344)	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
(330)	(473)	(691)	(1,026)	(1,553)	1,553	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
(275)	(412)	(628)	(977)	(1,553)	1,553	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(229)	(358)	(571)	(930)	(1,553)	1,553	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
1,049	1,712	2,854	4,873	8,541	122	6,963	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(201)	(343)	(598)	(1,069)	(1,967)	1,967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
1,590	2,824	5,146	9,644	18,634	(1,309)	13,925	31,250	-	(31,250)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
548	1,016	1,936	3,802	7,713	950	6,963	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
1,030	1,993	3,970	8,164	17,392	(67)	13,925	31,250	-	(31,250)	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
253	511	1,064	2,292	5,126	6,214	9,115	20,456	-	-	69	-	6,429	26,954	0.62	29	31.12.2031
2,337	4,921	10,712	24,179	56,787	23,854	64,816	145,458	-	-	486	-	45,711	191,655	4.34	199	31.12.2032
1,966	4,321	9,834	23,255	57,347	24,056	65,428	146,831	-	-	482	-	46,140	193,454	4.31	198	31.12.2033

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב- 20%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
2,136	4,898	11,654	28,870	74,754	47,624	98,361	220,739	(7,510)	58,594	878	-	85,413	358,114	7.85	360	31.12.2034
2,281	5,458	13,577	35,235	95,797	44,225	112,543	252,565	(7,510)	31,250	878	-	86,817	364,001	7.85	360	31.12.2035
2,168	5,414	14,078	38,275	109,267	47,391	125,914	282,572	(7,510)	31,250	957	-	96,241	403,510	8.56	393	31.12.2036
2,690	7,010	19,057	54,279	162,703	53,169	173,507	389,379	-	-	26,393	-	130,224	545,996	11.39	523	31.12.2037
1,675	4,554	12,943	38,620	121,552	39,882	129,753	291,187	-	-	26,075	-	99,370	416,632	8.55	393	31.12.2038
1,281	3,634	10,797	33,751	111,538	41,905	123,330	276,773	-	15,625	26,063	-	99,746	418,206	8.44	388	31.12.2039
985	2,917	9,063	29,679	102,984	33,187	109,448	245,618	-	-	25,910	-	85,046	356,575	7.08	325	31.12.2040
657	2,030	6,592	22,615	82,397	25,764	86,935	195,097	-	-	25,752	-	69,172	290,021	5.66	260	31.12.2041
372	1,200	4,076	14,648	56,040	18,969	60,289	135,298	7,510	-	25,594	-	52,745	221,147	4.25	195	31.12.2042
204	685	2,430	9,149	36,751	12,015	39,196	87,962	7,510	-	25,454	-	37,875	158,802	3.00	138	31.12.2043
105	368	1,367	5,391	22,737	8,089	24,777	55,603	7,510	-	25,360	-	27,711	116,183	2.16	99	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
34,979	69,808	159,022	409,254	1,176,775	429,209	1,291,897	2,897,881	0	(15,625)	210,353	0	968,641	4,061,250	84.07	3,860	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2015
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2016
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2017
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2019
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
2,571	3,538	4,939	7,000	10,094	(1,431)	6,963	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
(5,981)	(8,588)	(12,530)	(18,608)	(28,171)	4,349	(19,147)	(42,969)	-	42,969	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
128	192	293	456	725	(725)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
107	167	266	434	725	(725)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
89	145	242	413	725	(725)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(959)	(1,633)	(2,846)	(5,091)	(9,369)	706	(6,963)	(15,625)	-	15,625	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
2,465	4,379	7,981	14,955	28,896	(5,074)	19,147	42,969	-	(42,969)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
718	1,330	2,534	4,975	10,094	(1,431)	6,963	15,625	-	(15,625)	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(25)	(47)	(95)	(194)	(414)	414	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	31.12.2030
(20)	(41)	(86)	(185)	(414)	414	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(385)	(846)	(1,926)	(4,555)	(11,232)	2,570	(6,963)	(15,625)	-	15,625	-	-	-	(1)	-	-	31.12.2033

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2014 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%												
1,082	2,480	5,901	14,618	37,851	(5,366)	26,109	58,594	-	(58,594)	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
444	1,063	2,645	6,864	18,662	(1,299)	13,956	31,319	-	(31,250)	-	-	22	91	-	-	31.12.2035
410	1,023	2,659	7,230	20,640	541	17,024	38,204	-	(31,250)	22	-	2,185	9,161	-	9	31.12.2036
(60)	(156)	(424)	(1,209)	(3,623)	3,623	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
417	1,134	3,222	9,615	30,261	19,361	39,884	89,506	-	15,625	318	-	33,028	138,477	2.84	130	31.12.2038
500	1,419	4,217	13,182	43,564	17,960	49,450	110,975	-	-	330	-	34,862	146,167	2.95	135	31.12.2039
168	498	1,548	5,071	17,596	32,681	40,410	90,686	-	74,219	482	-	51,801	217,188	4.31	198	31.12.2040
565	1,746	5,671	19,456	70,888	35,276	85,329	191,493	-	31,250	641	-	69,966	293,350	5.73	263	31.12.2041
806	2,598	8,821	31,702	121,281	39,470	129,205	289,956	(7,510)	-	799	-	88,716	371,962	7.14	328	31.12.2042
771	2,593	9,204	34,655	139,209	46,497	149,262	334,968	(7,510)	-	911	-	102,849	431,218	8.15	374	31.12.2043
465	1,633	6,059	23,900	100,804	31,524	106,359	238,687	(7,510)	-	633	-	72,606	304,416	5.66	260	31.12.2044
232	849	3,294	13,612	60,281	24,582	68,209	153,073	7,510	15,625	25,661	-	63,228	265,096	4.84	222	31.12.2045
209	800	3,245	14,046	65,316	20,764	69,188	155,268	7,510	-	25,616	-	59,007	247,401	4.45	204	31.12.2046
107	425	1,801	8,169	39,885	11,595	41,377	92,857	7,510	-	25,445	-	39,406	165,218	2.92	134	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
4,825	16,701	56,634	200,511	764,272	275,554	835,762	1,875,587	0	15,625	80,858	0	617,675	2,589,745	49.19	2,258	סה"כ

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

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

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2014

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

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,936,327	1,423,582	1,106,076	902,436	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,454,297	1,206,947	939,762	766,519
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,305,645	175,431	76,759	38,352	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,053,102	146,183	65,835	34,103
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,241,972	1,599,013	1,182,835	940,788	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,507,399	1,353,131	1,005,597	800,622
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	844,630	62,243	18,353	5,343	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	683,827	50,983	15,019	4,284
סה"כ עתודות מסוג P3 (Reserves Proved+Probable+Possible)	5,086,602	1,661,256	1,201,188	946,131	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,191,226	1,404,114	1,020,616	804,906
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,057,631	1,476,768	1,146,324	934,908	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,335,330	1,151,912	896,835	730,957
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,368,320	182,456	79,253	39,214	עתודות צפויות (Probable Reserves)	987,901	137,662	62,154	32,283
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,425,950	1,659,223	1,225,577	974,123	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,323,231	1,289,574	958,989	763,240
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	884,810	65,047	19,179	5,602	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	643,600	48,165	14,187	4,023
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,310,760	1,724,271	1,244,756	979,725	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,966,831	1,337,739	973,176	767,263
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,181,686	1,531,443	1,187,677	968,202	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,216,771	1,096,135	853,030	694,499
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,427,596	186,992	79,598	38,210	עתודות צפויות (Probable Reserves)	925,820	131,148	60,096	31,785
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,609,282	1,718,436	1,267,275	1,006,412	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,142,591	1,227,283	913,126	726,284
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	924,989	67,852	20,005	5,861	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	603,874	45,586	13,524	3,883
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,534,271	1,786,288	1,287,280	1,012,273	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,746,465	1,272,869	926,650	730,166

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,936,306	1,423,571	1,106,067	902,428	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,454,311	1,206,955	939,768	766,525
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,305,636	175,430	76,759	38,351	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,053,108	146,184	65,836	34,103
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,241,941	1,599,001	1,182,826	940,780	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,507,419	1,353,140	1,005,604	800,628
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	844,624	62,242	18,353	5,343	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	683,830	50,983	15,019	4,284
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,086,565	1,661,243	1,201,178	946,123	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,191,250	1,404,123	1,020,623	804,912
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,057,597	1,476,750	1,146,310	934,897	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,335,352	1,151,925	896,845	730,966
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,368,306	182,453	79,252	39,214	עתודות צפויות (Probable Reserves)	987,909	137,663	62,154	32,283
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,425,903	1,659,204	1,225,562	974,111	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,323,261	1,289,587	959,000	763,249
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	884,800	65,047	19,179	5,602	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	643,606	48,166	14,187	4,023
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,310,702	1,724,250	1,244,741	979,713	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,966,867	1,337,753	973,186	767,271
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,181,638	1,531,419	1,187,658	968,186	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,216,800	1,096,151	853,043	694,510
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,427,578	186,990	79,597	38,210	עתודות צפויות (Probable Reserves)	925,830	131,149	60,097	31,785
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,609,217	1,718,409	1,267,255	1,006,396	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,142,630	1,227,300	913,140	726,295
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	924,975	67,851	20,005	5,861	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	603,883	45,587	13,524	3,883
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,534,192	1,786,260	1,287,260	1,012,257	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,746,513	1,272,887	926,664	730,178

(5) להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות (מדד

המחירים לצרכן האמריקאי (CPI) ותעריף ייצור החשמל ליום 31.12.2014 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות⁵⁸:

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 P1 (Reserves Proved)	2,726,445	1,325,778	1,029,989	839,606	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,664,610	1,307,152	1,018,533	832,085
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,213,290	163,077	71,304	35,563	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,144,227	156,880	69,832	35,640
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,939,735	1,488,856	1,101,293	875,169	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,808,837	1,464,032	1,088,365	867,726
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	793,169	58,606	17,276	5,003	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	736,673	54,748	16,151	4,654
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,732,903	1,547,462	1,118,569	880,172	סה"כ עתודות מסוג P3 (Reserves Proved+Probable+Possible)	4,545,510	1,518,780	1,104,516	872,379
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,763,325	1,347,187	1,047,600	854,592	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,630,470	1,288,829	1,004,009	820,147
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,208,300	162,615	71,116	35,460	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,147,744	157,102	69,888	35,656
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,971,625	1,509,801	1,118,716	890,052	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,778,215	1,445,932	1,073,896	855,803
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	783,916	58,009	17,107	4,952	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	744,632	55,259	16,295	4,697
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,755,542	1,567,811	1,135,822	895,004	סה"כ עתודות מסוג P3 (Reserves Proved+Probable+Possible)	4,522,847	1,501,191	1,090,192	860,500

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

(6) התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעיםלנכס הנפט

אומדן העתודות עודכן ביחס לדוח העתודות הקודם בפרויקט תמר, עקב הפקה מהמאגר של כ-266 BCF וכ-347.7 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שנת 2014. מעבר לכך, לא חל כל שינוי בהיקף העתודות או בפרמטרים השונים ששימשו לחישוב היקף העתודות.

(7) נתוני הפקה

להלן נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות:

גז טבעי ⁵⁹		
שנת 2013 ⁶⁰	שנת 2014	
27,778	41,259	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF) ⁶¹
5.4 ⁶²	5.6	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.6	0.6	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.02	0.02	המדינה
0.14	0.15	צדדים שלישיים
0.55	0.6	בעלי עניין
4.1	4.2	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
4.1	4.2	היטל רווחי נפט וגז
1.8	2.4	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
		שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ⁶³

⁵⁹ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית.

⁶⁰ ביום 30.3.2013, החלה הזרמת הגז הטבעי ממאגר תמר.

⁶¹ נתוני ההפקה בשנים 2013-2014 כוללים כ-3,241 MMCF וכ-3,263 MMCF, בהתאמה של גז טבעי שסופקו ללקוחות ים תטיס, במסגרת מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) לעיל.

⁶² המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של השותפות הכולל את מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) לעיל.

⁶³ 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.

קונדנסט ⁶⁴		
שנת 2013	שנת 2014	
39	54	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
100	88	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
11	10	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
0.4	0.3	המדינה
3	2	צדדים שלישיים
3	3	בעלי עניין
3	3	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
83	73	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
	-	היטל רווחי נפט וגז
83	73	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
1.9	2.4	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) ⁶⁵

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת ב'** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2014, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, 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 ;

⁶⁴ השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל למספר השלם הקרוב ביותר.

⁶⁵ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

גדעון תדמור

(ב)

משאבים מותנים ומנובאים בחזקת דלית

מבנה דלית מופרד בשברים למספר תאי שבר (Fault Blocks) כאשר קידוח "דלית 1" הוכיח את המצאם של המשאבים בתא השבר העיקרי בו נקדח, ולא בתאי השבר הסמוכים לו. בהתאם, ועל-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, אשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים") סיווגה NSAI, נכון ליום 31.12.2012, את משאבי גז הטבעי בתא השבר העיקרי כמשאבים מותנים, בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור פרויקט שיכלול תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירות גז מהשדה, בעוד שחלק אחר ממשאבי הגז בחזקת דלית עדיין מסווגים כמשאבים מנובאים.

(1) משאבים מותנים בחזקת דלית

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2012, המשאבים המותנים בחזקת דלית, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) הינם כמפורט להלן:

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) BCF ⁶⁶
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	216.9	26.2
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	270.7	32.4
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	334.8	39.9

בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים המותנים מותנים באישור פרויקט הכולל תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירות גז טבעי וכי אם יתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. כמו כן, מצוין בו כי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. יצוין, כי השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים אלה, אשר יצטרפו למשאבים שהתגלו בממצאים אחרים בהם מעורבת השותפות הוא השוק המקומי והשוק הבינלאומי. לפרטים נוספים אודות שוק הגז המקומי, ראו סעיף 6 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז הטבעי ראו סעיף 7.14.2 להלן.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים בחזקת דלית, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין

66 בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות הנפט) של 70.6 BCF (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי הכוללת שתימכר עד למועד חזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצויין לעיל.

היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בחזקה והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או 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.

(2) משאבים מנובאים בחזקת דלית

א. נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2012, המשאבים המנובאים המצויים בשישה תאי שבר במבנה דלית (הצמודים לתא השבר בו נתגלה ממצא דלית), הינם כמפורט להלן:

קטגוריית המשאבים המנובאים	פרוספקט	סה"כ בנכס הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁶⁷ (Net) BCF
האומדן הנמוך (Low Estimate)	West 1	134.2	15.5
	West 2	64.0	7.4
	West 3	2.9	0.3
	East 1	3.4	0.4
	East 2	1.8	0.2
	East 3	5.9	0.7
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	West 1	169.1	19.6
	West 2	80.8	9.4
	West 3	3.7	0.4
	East 1	4.3	0.5
	East 2	2.3	0.3
	East 3	7.4	0.9
האומדן הגבוה (High Estimate)	West 1	210.2	24.3
	West 2	101.8	11.8

⁶⁷ בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים כמפורט בהערת שוליים 66 לעיל.

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות השונות של ההון ⁶⁷ (Net) BCF	סה"כ בנכס הנפט (Gross) BCF	פרוספקט	קטגוריית המשאבים המנובאים
0.5	4.6	West 3	
0.6	5.5	East 1	
0.3	2.9	East 2	
1.1	9.3	East 3	

ב. דוח המשאבים הוכן על בסיס, תוצאות קידוח "דלית 1" ועל בסיס סקר סייסמי 3D שבוצע ושתוצאותיו עובדו בשנת 2001. תוצאות הסקר האמור עובדו מחדש בשנים 2008 ו-2010.

ג. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Parameter	Gross Rock Volume (Acre-Feet)		Acres (Feet)		Average Gross Thickness (Feet)		Net-to-Gross (decimal)	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	73,444	104,920	1,075	1,353	68	78	0.742	0.842
West 2	34,754	46,649	534	729	65	68	0.742	0.842
West 3	1,595	2,279	19	30	84	76	0.742	0.842
East 1	1,864	2,663	20	144	93	18	0.742	0.842
East 2	1,005	1,436	16	75	63	19	0.742	0.842
East 3	3,199	4,570	55	152	58	30	0.742	0.842

Parameter	Porosity (decimal)		Gas Saturation (decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)		Gas Recovery Factor (decimal)	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70
West 2	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70
West 3	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70
East 1	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70
East 2	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70
East 3	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.60	0.70

ד. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך:

הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בשלב זה של הפעילות בחזקת דלית הינם סיכונים טכניים-תפעוליים, וכן סיכונים גיאולוגיים, לרבות: סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה (ככל שתהיינה), בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה (ככל שיהיו). במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לממצא מסחרי, הינם, בין היתר, שחדירות (פרמאביליות) חולות המאגר לא תהא מספקת על-מנת לאפשר זרימה בספיקה בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים אל הקידוח שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות פיתוח הממצא, חוסר הצדקה כלכלית ומסחרית לפיתוח הממצא וכיוצ"ב. לפירוט גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושים, ראו סעיף 7.33.9 להלן.

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

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

ו. אומדן הסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית

בדוח המשאבים צוין כי בהתבסס על פיתוח שדות דומים ובהנחה שיהיה ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר, הינם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים אלה, אשר יצטרפו למשאבים שהתגלו בממצאים בהם מעורבת השותפות, הוא השוק המקומי והשוק הבינלאומי. לפרטים נוספים אודות שוק הגז המקומי, ראו סעיף 6 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.14.2 להלן.

ז. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים – הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקרים הסייסמיים, על המידע שנתקבל מקידוח "דלית 1" וקידוחים סמוכים וכן על מידע שנתקבל ממאגרים דומים נוספים באזור ובעולם.

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

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

דומים; ה. דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס הנפט.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת ג'** דוח משאבים מותנים ומנובאים של חזקת דלית שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2012, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.5 פרויקט לווייתן

7.5.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	לווייתן צפון לווייתן דרום
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ-140-130 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח:	השטח הכולל של שתי החזקות יחדיו הינו כ-500 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה ⁶⁸ ; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	27.3.2014
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	13.2.2044
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	13.2.2044
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך ב-20 שנים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (39.66%). - השותפות (22.67%). - אבנר (22.67%). - רציו חיפושי נפט (1992) – שותפות מוגבלת (להלן: "רציו") (15%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי ברציו, רציו חיפושי נפט בע"מ, הינו חברה בבעלות משותפת של ד.ל.י.ן בע"מ (להלן: "ד.ל.י.ן") (34%); חירם לנדאו בע"מ (להלן: "חירם") (34%) איתן איזנברג בע"מ (להלן: "איזנברג") (8.5%), יונה צפירי (8.5%) ועו"ד בעז בן צור ועו"ד אלי זוהר בנאמנות עבור מר שלמה שוקרון (15%). ד.ל.י.ן הנה חברה פרטית, בבעלות יאיר רוטלוי 1/3 וליגד רוטלוי 2/3. חירם הנה חברה פרטית, בשליטת ישעיהו לנדאו. איזנברג הנה חברה פרטית בשליטת איתן איזנברג. בין בעלי המניות של רציו חיפושי נפט בע"מ קיים הסכם בעלי מניות⁶⁹.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	- ⁷⁰
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 22.67% בכל אחד מחזקות לווייתן.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 19.16% לאחר החזר ההשקעה – 16.89%
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-229,602 אלפי דולר

⁶⁸ ביום 23.1.2014 הודיע הממונה על ענייני הנפט לשותפות כי הוא מאשר שמאגר לווייתן, המצוי בשטחי חזקות לווייתן, מהווה תגלית כמשמעה בחוק הנפט.

⁶⁹ נכון ליום 28.02.2015 החזקותיהם של כלל בעלי העניין ברציו (למעט החזקות קרנות נאמנות וקופות גמל) היתה קטנה מ-23%.

⁷⁰ חזקות לווייתן הוענקו לשותפות ביום 27.3.2014 חלף רשיונות 349/רחל ו-350/עמית (להלן: "רשיונות רחל ועמית").

7.5.2

עיקרי חזקות לווייתן

(א) התנאים שנקבעו בתנאי חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום זהים בעיקרם. התיאור המובא להלן מתייחס לנושאים העיקריים בחזקת לווייתן דרום (להלן בסעיף 7.5.2 זה: "**החזקה**"), כאשר במקומות בהן יש הבדל מהותי ביחס לחזקת לווייתן צפון, הדבר מצוין.

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

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

(ד) היקף החזקה

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

(2) בעל החזקה, על אחריותו בלבד, יתכנן, יממן, יקים ויפעיל את מערכת ההפקה ויתחזק אותה לצורך הפעלתה השוטפת, הכל באמצעות המפעיל, קבלנים, מתכננים ויועצים שהם בעלי ידע ברמה גבוהה וניסיון רב בתחומיהם, ובאופן שיאפשר אספקה אמينة, 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.

(2) יצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה על ענייני הנפט באישור שר האנרגיה (להלן בסעיף 7.5.2 זה: "**אישור היצוא**"), בהתאם להחלטת הממשלה כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן. יצוין, כי לא יתאפשר יצוא בפועל אלא אם לאחר ביצוע תוכנית הפיתוח תעמוד לרשות המשק המקומי כמות של 540 BCM בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה האמורה. כמו

כן, לא יתאפשר יצוא באופן הפוגע ביכולת של בעל החזקה לספק ולהזרים משדה לווייתן למערכת ההולכה הארצית כמות של 1.05 מיליון מ"ק של גז לשעה לפחות (משטחי חזקות לווייתן יחד). בכל מקרה היצוא בפועל לא יחל לפני מועד תחילת ההזרמה אל מערכת ההולכה.

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

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

(ז) הקמת מתקנים והתאמת הקיבולת לצרכי המשק המקומי

(1) התכנון וההקמה של מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף במסגרת תכנית הפיתוח ייעשו כך שהן יהיו מיועדות ליכולות הפקה והולכה אשר יאפשרו אספקה והזרמה של גז למערכת ההולכה הארצית בכמות של 1.4 מיליון מ"ק לשעה לפחות משטחי חזקות לווייתן יחד.

(2) בעל החזקה יהיה רשאי, בכפוף לקבלת אישור בכתב של הממונה על ענייני הנפט ומנהל רשות הגז הטבעי, לפי העניין, להגדיל את קיבולת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לספק ולהוסיף להן מתקנים וקידוחים, באופן שיאפשר הזרמה למערכת ההולכה הארצית של כמויות גז מעבר לאמור בסעיף קטן (1) לעיל.

(3) הממונה על ענייני הנפט רשאי לדרוש מבעל החזקה, אם ראה צורך בכך בשל נסיבות מיוחדות, להוסיף למערכת ההפקה ומערכת ההולכה שיקים בעל החזקה מיתקנים וקידוחים, וכן נקודת כניסה נוספת, באופן שיאפשר הזרמת כמויות של גז העולות על אלה האמורות לעיל בבטיחות, באמינות וביעילות לצרכנים בישראל; דרישה כאמור תינתן רק אם התקיימו נסיבות מיוחדות, ותוך שקילה ואיזון של כל השיקולים הנוגעים לעניין, ובהם שיקולי כדאיות כלכלית, ואם ימצא

הממונה על ענייני הנפט כי אין לתוספת כדאיות כלכלית לבעל החזקה, רק אם ימצא לכך פתרון. דרש הממונה על ענייני הנפט כאמור, כיין 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 התקופה המרבית היעילה; הממונה על ענייני הנפט רשאי להורות לבעל החזקה, מזמן לזמן, מה תהיה התקופה המרבית, בהתחשב בנתוני מאגרי הגז המצויים בשדה לווייתן ובמאפיינים.

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

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

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

(ט) חברת הפיקוח

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

בהמשך לכך, ביום 26.6.2014 פנה בעל החזקה לממונה על ענייני הנפט לקבלת אישורו כי Abderdeen Drilling Mgnt ו-ABS Group (להלן: "Abderdeen" ו-"ABS", בהתאמה) ישמשו כחברות פיקוח בהתאם לתנאי שטר החזקה. נכון למועד פרסום הדוח, בעניין Abderdeen התקבל אישור כאמור מהממונה על ענייני הנפט ואילו בעניין ABS התקבל אישור כאמור בנוגע לחלק המתקנים בפרויקט לווייתן בלבד.

(י) תוכנית הפיתוח

- (1) בעל החזקה יכין ויגיש לאישור הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפיתוח שהוא מציע לשדה לווייתן⁷¹.
- (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, למנעו או להגביל או להקטין את תוצאותיו.

(יא) שינוי תנאים בשטרי החזקות

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

(יב) ביטול החזקה או הגבלתה

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

⁷¹ לפרטים ראו סעיף 7.5.4 להלן (פעולות שבוצעו בשנת 2014 בפרויקט לווייתן).

(1) בעל החזקה חרג באופן מהותי מהוראה מהותית לפי שטר החזקה או מהוראות הממונה על ענייני הנפט מכח שטר החזקה.

(2) הערבות (כמפורט בסעיף 7.5.2(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 לוותן לפי דוח הערכת המשאבים המעודכן האחרון תפחת מ- 125 BCM, יגיש בעל החזקה לאישור הממונה על ענייני הנפט תוכנית מפורטת לפירוק המתקנים, וכן אומדן של עלויות הפירוק (להלן: "**תוכנית הפירוק**"). לא הגיש בעל החזקה תוכנית פירוק כאמור במועד, או מצא הממונה על ענייני הנפט שתוכנית הפירוק שהוגשה אינה ראויה לאישור, ולא הצליחו הצדדים להסכים על תוכנית הפירוק, יקבע הממונה על ענייני הנפט את תוכנית הפירוק בהתאם לתקנים בינלאומיים מקובלים.

(2) במועד אישור תוכנית הפירוק על ידי הממונה על ענייני הנפט יקבע הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה תוכנית שלפיה בעל החזקה יתן בטוחה או יפקיד "לקרן נטישה", במועדים, במתכונת ובשיטת הצבירה כפי 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) ערבויות⁷²

(1) לצורך הבטחת מילוי הוראות שטר החזקה וכל אישור שייתן הממונה על ענייני הנפט לפי שטר החזקה (להלן בסעיף 7.5.2 זה: "**כתבי אישור**"), להבטחת תשלומים לפי כל דין מבעל החזקה למדינה וכתנאי להענקת שטר החזקה, בעל החזקה ימציא ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת לטובת מדינת ישראל בסך של 50 מיליון דולר בגין כל אחת

⁷² ערבות כאמור תינתן לכל אחת מחזקות לוותן בנפרד, אך כל אחת מהן תשמש לשתי החזקות כאמור.

מחזקות לווייתן (סה"כ 100 מיליון דולר) (חלקה של השותפות הינו 22.67 מיליון דולר) (להלן בסעיף 7.5.2 זה: "הערבות").

(2) הערבות תינתן בשלושה שלבים, כלדקמן :

א. עד יום 10.4.2014 תינתן ערבות בסך של 20 מיליון דולר בגין חזקת לווייתן דרום ובסך של 30 מיליון דולר בגין חזקת לווייתן צפון. נכון למועד פרסום הדוח, המציאו כל אחד מבעלי חזקות לווייתן את הערבות האמורה.

ב. עם מתן אישור ההפעלה למערכת ההפקה תוגדל הערבות לסך של 37.5 מיליון דולר.

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

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

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

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

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

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

ג. לעניין חזקת לוויתן דרום 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.

(6) מצא הממונה על ענייני הנפט כי קמה לכאורה עילה לחילוט, ישלח הממונה על ענייני הנפט לבעל החזקה הודעה על כך ויאפשר לו להגיב בנוגע לעילה לכאורה ולאפשרות החילוט, בתוך 7 ימים מיום קבלת מכתב ההתראה, אלא אם מצא כי בנסיבות העניין אין להמתין; החליט הממונה על ענייני הנפט, לאחר ששקל את תגובת בעל החזקה, אם ניתנה, כי יש מקום לחילוט, ישלח לבעל החזקה הודעה ובה יפרט את ההפרה,

נימוקי החילוט וסכום החילוט; הממונה יהיה רשאי לפנות לבנק ולדרוש את החילוט החל מתום 7 ימים מיום מסירת ההודעה, זולת אם לפני כן שילם בעל החזקה את הסכום שנקבע בהודעה.

(7) על אף האמור בסעיף קטן (6) לעיל, אם העילה לכאורה לחילוט היא מעשה או מחדל הניתן לתיקון, רשאי הממונה על ענייני הנפט להודיע לבעל החזקה כי פנייתו לבנק תיעשה אם בתוך תקופה שקבע לא יתקן בעל החזקה את המעשה או המחדל, והתקופה האמורה תחלוף מבלי שבעל החזקה יתקן את המעשה או המחדל לשביעות רצונו של הממונה על ענייני הנפט.

(8) חולטה הערבות או חלק ממנה, ימציא בעל החזקה ערבות חדשה, או ישלים את יתרתה עד לסכום הערבות, כפי שאמור להיות באותו מועד, מיד עם קבלת דרישת הממונה על ענייני הנפט.

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

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

7.5.3 עמידה בתנאי תוכנית העבודה בפרויקט לווייתן

תוכנית העבודה המחייבת בפרויקט לווייתן קוימה במלואה עד למועד פרסום הדוח.

7.5.4 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בפרויקט לווייתן

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בפרויקט לווייתן מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות בפרויקט האמור:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁷³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	קידוח "לוויתן 1" - המשך ביצוע עבודות העמקת קידוח "לוויתן 1", שהופסקו לבסוף ביום 2.5.2012 בעומק של כ-6,500 מטר מסיבות טכניות וזאת טרם שהגיעו לשכבות המטרה העיקריות מגיל קרטיקון. בשכבת המטרה המשנית מגיל אוליגוקן לא נמצאו הידרוקרבונים. לתוצאות העמקת קידוח "לוויתן 1" אין כל השפעה על הערכת משאבי הגז הטבעי במאגר לוויתן (שהינו מגיל אוליגומיוקן). - במהלך חודש יוני 2012 בוצעו מבחני הפקה בקידוח "לוויתן 1", שהסתיימו בהצלחה. - המשך ניתוח וגיבוש של הפרוספקטים העמוקים, בין השאר, על בסיס נתוני העמקת קידוח "לוויתן 1". קידוח "לוויתן 2" - בחודש נובמבר 2012, הושלמו פעולות האטימה והנטישה של קידוח ההערכה "לוויתן 2"⁷⁵ והוגש דוח מסכם של הפעולות כאמור לממונה על ענייני הנפט לרבות הצעה לפעולות ניטור עתידיות של קידוח "לוויתן 2". "קידוח "לוויתן 4" - במהלך חודש נובמבר 2012 החלו עבודות בקידוח ההערכה "לוויתן 4".	כ-130,790	כ-29,650
2013 ⁷⁶	- השלמת ביצוע קידוח ההערכה "לוויתן 4" (לרבות ביצוע בדיקות והוצאת גלעינים), והכנתו לקראת הסבה להפקה ונטישתו הזמנית. - ביצוע פעולות ניטור באזור קידוח "לוויתן 2"⁷⁷ במטרה לבחון את יעילות אטימת הקידוח כאמור. - ביצוע פעולות לאיתור מיקום לביצוע קידוח הערכה. - עיבוד נתונים סייסמיים במימד העומק והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט. - עריכת סקר גרבימטרי ומגנטי והגשת ממצאיו הראשוניים. - עיבוד נתונים סייסמיים 3D במימד הזמן והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט. - הגשת תכנית קונספטואלית לפיתוח מאגר לוויתן לממונה על ענייני הנפט. - גיבוש פרוספקטים למטרות העמוקות לצורך הגשת תוכנית קידוח. - המשך עיבוד ופענוח סקרים סייסמיים. - בחינת חלופות פיתוח שונות של מאגר לוויתן.	כ-70,119 כ-4,897 כ-1,548 כ-93,532	כ-15,896 כ-1,110 כ-350 כ-21,204

⁷³ הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

⁷⁴ ביום 29.12.2010 הוכרז קידוח "לוויתן 1" כממצא של גז טבעי.

⁷⁵ לאור זרימה של מים מקידוח "לוויתן 2" הופסקו במהלך שנת 2011 עבודות הקדיחה בקידוח כאמור והוחלט על אטימתו ונטישתו.

⁷⁶ העלויות המפורטות בשנת 2013 לא כוללות עלויות בסך של כ-15,251 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-3,458 אלפי דולר), ששולמו בשנת 2013 בגין קידוחי "לוויתן 1" ו-"לוויתן 3" אשר הושלמו בשנים קודמות. קידוח "לוויתן 3" הינו קידוח הערכה חלופי לקידוח "לוויתן 2". ביום 14.12.2011 הושלמו עבודות הקדיחה בקידוח ההערכה "לוויתן 3", שבו נתגלה גז טבעי.

⁷⁷ במהלך שנים 2012-2013 קיבלו השותפים בפרויקט לוויתן ממבטחים שונים פיצוי בסך של 171 מיליון דולר (חלק השותפות כ-39 מיליון דולר) בניכוי השתתפות עצמית של כ-5 מיליון דולר (חלק השותפות כ-1.1 מיליון דולר), בגין עלויות שנבעו לשותפים בפרויקט לוויתן לביצוע השתלטות על קידוח "לוויתן 2", ביצוע הקידוח החלופי "לוויתן 3" וכן אטימת ונטישת קידוח "לוויתן 2".

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁷³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2014 ⁷⁸	- המשך בחינת חלופות פיתוח שונות של מאגר לווייתן לרבות השלמת תכנון הנדסי ראשוני (Pre-Feed) להקמת מתקן הנזלה צף (FLNG), השלמת תכנון הנדסי מלא (Feed) להקמת מתקן ימי צף (FPSO), ותחילת ביצוע תכנון הנדסי מפורט (EPC) לפיתוח הכולל של שדה לווייתן. - בחודש ספטמבר 2014 הוגשה תוכנית פיתוח ראשונית למאגר לווייתן לממונה על ענייני הנפט⁷⁹. לפרטים נוספים אודות מתווה הפיתוח לפרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.5.9(א)(5) להלן. - המשך ביצוע פעולות ניטור באזור קידוח "לווייתן 2" תוך הגשת דוחות מסכמים למשרד האנרגיה. - המשך עיבוד ופענוח סקרים סייסמיים ואחרים.	כ-143,408	כ-32,510
2015 ואילך	- קבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי השותפים ופיתוח השלב הראשון בפרויקט לווייתן, בכפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשן סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן. - המשך ביצוע פעולות לאיתור מיקום לביצוע קידוח הערכה נוסף, בהתאם לתנאי החזקה. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטת קידוח. - ביצוע נטישה סופית של קידוח "לווייתן 2", בכפוף לקיום פעולות ניטור באזור הקידוח במטרה לבחון את יעילות אטימת הקידוח כאמור ולאשש את השפעתו המזערית על הסביבה ואת הצורך בביצוע פעולות נוספות (ככל שתידרשנה)⁸⁰. - בחינת חלופות לפיתוח שלב שני של פרויקט לווייתן. - נכון למועד פרסום הדוח, נבחנת אפשרות שילובו של קידוח למטרות העמוקות בחזקות לווייתן (או בנכס נפט אחר של השותפות) במסגרת תכנית קידוחים רחבה יותר שעשויה לכלול קידוחי הערכה ו/או הפקה נוספים בנכסי נפט של השותפות באזור ולצורך כך אף נבחנת אפשרות לחתום הסכם עם אסדת קידוח למסי קידוחים. בהקשר זה, יובהר כי טרם הובאה לאישור השותפים החלטה על ביצוע ותקציב לקידוחים האמורים.	כ-6,000,000 עד כ-7,000,000	כ-1,360,200 עד כ-1,586,900
		כ-1,000	כ-227

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות בחזקות לווייתן, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוען, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות של השותף הכללי לגבי מרכיבי תוכנית העבודה המתבססות כולן

⁷⁸ העלויות המפורטות בשנת 2014 לא כוללות עלויות בסך של כ-2,686 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק של השותפות כ-609 אלפי דולר), ששולמו בשנת 2014 בגין קידוחי "לווייתן 1" ו-"לווייתן 4" אשר הושלמו בשנים קודמות.

⁷⁹ יצוין, כי בחודש דצמבר 2014 הוגשה טיוטה מעודכנת לאור הערות שהתקבלו מהממונה על ענייני הנפט, ונכון למועד פרסום הדוח, השותפים בפרויקט לווייתן והממונה על ענייני הנפט נמצאים בדיונים על ההערות כאמור לתוכנית הפיתוח.

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.

7.5.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בחזקות לויתן

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר השקעה	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	22.67%	22.67%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.5.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	19.16%	16.89%	84.52%	74.50%	ראו תחשיב בסעיף 7.5.6 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים בנכס הנפט	22.9%-23.58%	22.9%-23.58%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.5.7 להלן.

7.5.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מחזקות

לויתן

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.5%	87.5%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	22.670%	22.670%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	19.84%	19.84%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):			
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של	(0.68%)	(2.95%)	תמלוג על מחלקה של השותפות

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
השותפות בתשלום לצדדים קשורים			בשיעור של 3% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ⁸¹ . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.13 להלן.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	19.16%	16.89%	

7.5.7 שיעור השתתפות של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות

חיפוש בחזקות לויתן

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. השותפים בחזקות לויתן מנהלים כיום בדיקה של בקשת המפעיל לתשלום דמי מפעיל בגין הוצאות עקיפות בקשר עם פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	22.67%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.9%-23.58%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפוש בנכס הנפט	22.9%-23.58%	

7.5.8 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים בנכס הנפט (באלפי

דולר)

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ⁸²	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-64,220	כ-795
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-42,097	כ-558
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-33,269	כ-309

7.5.9 משאבים מותנים ומנובאים בחזקות לויתן

(א) משאבים מותנים במאגר לויתן⁸³

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 30.6.2014, המשאבים המותנים של גז טבעי ושל קונדנסט במאגר לויתן, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

מטרה	הסתברות	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁸⁴	
		גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels
חולות A	האומדן הנמוך (Low Estimate)	12,524.9	22.5	2,155.6	3.9
	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	16,448.5	29.6	2,818.3	5.1

לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

משרד האנרגיה מבצע בימים אלה, באמצעות יועצים חיצוניים, הליך אומדן למשאבים במאגר לויתן, לצורך קביעת מכסת הייצוא מפרויקט לויתן, וזאת בהתאם להחלטת הממשלה, כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן, אשר למיטב ידיעת השותפות ומפעילת הפרויקט, טרם הושלם. יתכן כי הערכת משרד האנרגיה הנ"ל תהא שונה באופן מהותי מהערכת המשאבים המפורטת להלן.

בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-1,770 BCF ושל כ-3.2 מיליון חביות קונדנסט (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי ו/או קונדנסט, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצויין לעיל.

82

83

84

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) 84		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		הסתברות	מטרה
בקונדנסט Million Barrels	בגז טבעי (BCF)	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
5.9	3,290.6	34.6	19,244.6	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.6	350.3	3.7	2,074.3	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות B
0.9	500.7	5.3	2,964.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
1.3	720.2	7.7	4,263.9	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.6	334.9	3.6	1,982.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות C
0.8	425.9	4.5	2,521.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.9	509.4	5.4	3,016.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתעויות, ובכללן כי :

- א. ההערכות לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח ;
- ב. NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של הבארות או את מצבן ;
- ג. 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 בנוגע לענייני איכות סביבה העלולים להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המותנים המוערכת בדוח המשאבים ;
- ד. המשאבים המותנים מצויים באתר שלא פותח ועל כן ההערכה מבוססת על אומדן נפח מאגר ויעילות הפקה (Efficiencies Recovery) תוך אנלוגיה למאגרים בעלי מאפיינים גיאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

(3) לאור ההיקף המשמעותי של המשאבים המוערכים בממצא לווייתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השוק הפוטנציאלי למשאבים כאמור, ראו סעיף 6 להלן ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.14.2 להלן.

(4) סיווג המשאבים המותנים בפרויקט לויתן כעתודות מותנה, בין היתר, באישור תוכנית לפיתוח ומסחר הגז הטבעי והקונדנסט מהמאגר וצפי סביר למכירות גז טבעי ו/או קונדנסט. כמו כן, דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס הנפט אך בהתבסס על גודל הממצא ועל פיתוח של מאגרים דומים (לרבות תמר), יש סיכוי סביר כי המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר יהיו כלכליים.

(5) מתווה לפיתוח מאגר לויתן

נכון למועד פרסום הדוח, התוכנית לפיתוח מאגר לויתן כוללת בעיקרה שני שלבים:

השלב הראשון: אספקת גז טבעי לשוק המקומי באמצעות הקמת מתקן ימי צף (FPSO), להפקה ולטיפול בגז הטבעי בהיקף יומי מקסימלי של כ-1.6 BCF (היקף מקסימלי של כ-16 BCM בשנה), שימוקם מעל מאגר לויתן בצירוף מתקן ימי בסמוך לחוף להפחתת לחץ וטיפול שיורי, באופן שיאפשר אספקת גז טבעי מטופל באמצעות צינור תת ימי לחופי ישראל ומשם לנקודת הכניסה למערכת ההולכה של נתג"ז. המערכת הנ"ל תאפשר במקביל לאספקה למשק המקומי בישראל לשלב גם אספקת גז טבעי באמצעות המערכת ההולכה היבשתית של נתג"ז למדינות שכנות וכן לספק בצנרת ימית נפרדת גז מטופל מהמתקן הימי הצף (FPSO) הנ"ל למצרים ו/או לקפריסין ו/או לטורקיה. לפרטים נוספים אודות השווקים הפוטנציאליים, ראו סעיף 7.14.2(א)(2) להלן.

לפי הערכה ראשונית של המפעילה, עלות פיתוח השלב הראשון בפרויקט לויתן מוערכת בסכום של כ-6-7 מיליארד דולר (במונחי 100%)⁸⁵.

בהתאם לתוכנית הפיתוח שהוגשה לממונה על ענייני הנפט⁸⁶, זמן הפיתוח המשוער לשלב הראשון של מאגר לויתן הוא כ-3.5 שנים ממועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח השלב הראשון הנ"ל. אולם, נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן לקבוע לוח זמנים משוער לביצוע השלב הראשון כאמור, וזאת עד לפתרון הסוגיות הרגולטוריות בפניהן ניצבת השותפות

⁸⁵ יצוין כי לאור הירידה שחלה במחירי הנפט בתקופה האחרונה והשפעתה על ביטול ו/או דחיית פרויקטי פיתוח בעולם, יתכן כי במידה ויוחלט על פיתוח השלב הראשון בפרויקט לויתן בעת הקרובה ניתן יהיה לנצל את הירידה שחל בעלויות הציוד ובשירותים בתחום ולהפחית את עלויות הפיתוח של הפרויקט. אין כל וודאות כי ניתן יהיה אכן להפחית מעלויות הפיתוח.

⁸⁶ לפרטים נוספים, ראו הערת שוליים 79 לעיל.

ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן.

יצוין, כי קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח השלב הראשון הנ"ל כפופה, בין היתר, גם לאישור תוכנית הפיתוח על-ידי השותפים במאגר וחתימה על הסכמי ביצוע לשלב הראשון הנ"ל, השגת האישורים הרגולטורים הנדרשים בהתאם לכל דין, לרבות פטור מהממונה על הגבלים מהסדר כובל בין שותפי לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.3(ב) להלן, גיבוש הסכמי אספקה ארוכי טווח למכירת גז טבעי עם לקוחות פוטנציאליים לשוק המקומי ו/או לשווקים האזוריים, גיבוש וביצוע תוכנית פיננסית ומימונית, תכנון הנדסי מלא של שלב זה לרבות קביעת לוחות זמנים ותקציב וכיו"ב. יצוין, כי הסכמי אספקה לשווקים האזוריים עשויים להיות מותנים בחתימה על הסכמי מסגרת מדיניים בין ישראל למדינות היעד השונות.

יובהר, כי תוכנית הפיתוח לשלב הראשון של פרויקט לווייתן לרבות התקציב ולוחות הזמנים טרם אושרו על ידי השותפות ויתר השותפים במאגר לווייתן. על אף האמור, בחודש נובמבר 2014 הסמיך דירקטוריון השותף הכללי את הנהלת השותפות לאשר התקשרויות והוצאות בקשר לפיתוח הנ"ל עד לסכום כולל של 200 מיליון דולר (במונחי 100%) (חלקה של השותפות הינו כ-45.3 מיליון דולר), וזאת מעת לעת וככל שיידרש, על מנת לרכוש ולהזמין ציוד ושירותים שזמן אספקתם ארוך (long lead items). התקציב הנ"ל נועד לאפשר לשותפים בפרויקט לווייתן לקדם את פיתוח הפרויקט טרם קבלת החלטת השקעה סופית (FID), באופן שיאפשר להשלים את פיתוח השלב הראשון והזרמת הגז כבר בתחילת שנת 2018. עתה, בין היתר, לאור החלטת הממונה על ההגבלים לבחון מחדש את סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לווייתן לא ניתן עוד לקבוע לוח זמנים משוער לביצוע השלב הראשון. יודגש, כי ייתכן ולאור הנ"ל חלק מהתקציב כאמור ייועד בעתיד לצורכי נכסי נפט אחרים שהשותפות מחזיקה בהם לרבות פרויקט הגז בקפריסין.

לפרטים בדבר פעולות שבוצעו במסגרת חזקות לווייתן, ראו סעיף 7.5.4 לעיל.

השלב השני: פרויקט שעיקרו ייצוא של גז טבעי, שגיבושו וביצעו כולל, בין היתר, את אבני הדרך הבאות: ניתוח שוקי

היעד; בחינות התכנות טכנית וכלכלית (Feasibility Studies) של טכנולוגיות שונות ואתרים בהם יוקמו מתקני הטיפול וההנזלה (ככל שיהיו); תכנון הנדסי ראשוני לרבות הגדרת הנחות היסוד של הפרויקט ומרכיביו, אופי הפרויקט (ייצוא גז מטופל באמצעות צינור ו/או מתקן גט"ן יבשתי ו/או מתקן גט"ן צף (FLNG) ו/או גז טבעי דחוס (CNG) וכיוצ"ב), תכנון הנדסי עקרוני וכן הערכה ראשונית בדבר התקציב ולוחות הזמנים של הפרויקט (Pre - FEED); גיבוש הסכמים ארוכי טווח למכירת גז טבעי עם לקוחות פוטנציאליים; גיבוש תוכנית פיננסית ומימונית; תכנון הנדסי ראשוני מלא של הפרויקט לרבות הגדרת הפרויקט, לוחות הזמנים ותקציב (FEED); השגת האישורים הרגולטורים הנדרשים בהתאם לכל דין; אישור תוכנית פיתוח על-ידי השותפים, חתימה על הסכמי ביצוע לפרויקט, קבלת החלטת השקעה סופית (FID) והקמת הפרויקט. יצוין, כי יתכן ואף ידרשו הסכמי מסגרת מדיניים בין ישראל למדינות שונות, העשויות להיות מעורבות בפרויקט. נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן לקבוע לוח זמנים משוער לגיבוש ו/או לביצוע השלב השני לפיתוח מאגר לווייתן, וזאת עד אשר תושלם בחינת האפשרויות המפורטות לעיל והתקיימות התנאים המתלים המפורטים לעיל ואישור השלב הראשון לפיתוח פרויקט לווייתן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות כאמור לעיל לעניין מתכונת תוכנית הפיתוח וקצבי הפקה בפרויקט לווייתן הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות של השותף הכללי בשותפות לגבי מתכונת תוכנית הפיתוח, לוחות זמנים וקצבי הפקה בפרויקט לווייתן המתבססים כולם על הערכות שקיבל השותף הכללי בשותפות מהמפעילה. מתכונת תוכנית הפיתוח, לוחות זמנים וקצבי הפקה בפרויקט לווייתן בפועל עשויים להיות שונים מהותית מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בהתקיימות התנאים המתלים המפורטים לעיל, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפרויקט, בביצוע בפועל של פרויקט מורכב זה ומכלול של גורמים הקשורים בביצוע תוכנית הפיתוח. בפרט יודגש, כי תוכנית הפיתוח לשלב הראשון הנ"ל (לרבות התקציב) נמצאת בהליך בחינה של המפעילה ושל יתר השותפים וטרם נתקבלה החלטת השקעה סופית (FID), אשר קבלתה מותנית כאמור, בין היתר, בפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות.

(6) התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

בדוח משאבים זה ישנה עלייה ניכרת בכמויות הגז והקונדנסט שבמאגר לוותן ביחס לדוח המשאבים הקודם. עלייה זו חלה בכל התרחישים כדלקמן: באומדן הנמוך חלה עלייה של כ-11%, באומדן הטוב ביותר חלה עלייה של כ-16% ובאומדן הגבוה חלה עלייה של כ-10%. הפערים בכמויות כאמור נובעים בעיקרם מעיבוד ומניתוח מחודשים של הסקרים הסייסמיים התלת מימדיים ומביצוע בדיקות מעבדה מגוונות מסלעי ונוזלי המאגר. ניתוח הנתונים כאמור הוביל לעלייה של כ-22% בנפח (ברוטו) של שכבות המאגר (gross rock value); כ-14% ב-net to gross באומדן הנמוך, ושל כ-10% באומדן הגבוה; כ-5% בנקוביות באומדן הנמוך; כ-4% ב-formation volume factor באומדן הנמוך; כ-3% ברוויה ביחס לגז באומדן הנמוך וכ-1% באומדן הגבוה וכן לירידה של כ-1% ב-formation volume factor באומדן הגבוה.

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

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

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח ד' דוח משאבים מותנים של מאגר לויתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 30.6.2014, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, 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- (2007) Resources Management Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

(ב) משאבים מנובאים בחזקות לווינת(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2012, המשאבים המנובאים המצויים בשטח חזקות לווינת, הינם כמפורט להלן:

סה"כ הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ⁸⁷		הסתברות	מטרה
נפט (MMBO)	גז (BCF)	נפט ⁸⁸ (MMBO)	גז (BCF)		
10.2	90.7	45.2	400.1	האומדן הנמוך (Low Estimate)	קרטיקון תיכון
62.9	445.5	277.5	1,965.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
294.2	1,911.6	1,297.8	8,432.4	האומדן הגבוה (High Estimate)	
11.2	100.5	49.6	443.4	האומדן הנמוך (Low Estimate)	קרטיקון תחתון
64.0	450.0	282.2	1,984.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
273.0	1,714.6	1,204.4	7,563.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתויגויות ובכלל זה כי: א. NSAI לא ביקרה בשדה הנפט; ב. NSAI לא בחנה חשיפה הנובעת מענייני איכות הסביבה; יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד דוח המשאבים, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם; ג. המשאבים מצויים באתר שלא פותח ועל כן הערכתם מבוססת על אומדנים של גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גיאולוגיים ומאפייני מאגר דומים; ד. NSAI מציינת כי דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר, וכי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, ובהנחה כי יהיה בנכס הנפט ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית.

לפני תשלום תמלוגים.

87

בדוח המשאבים צוין כי משאבי הנפט המנובאים כוללים נפט גולמי וקונדנסט.

88

(3) דוח המשאבים הוכן על בסיס סקר סייסימי 3D שבוצע בשנת 2009 על-ידי Petroleum Geo-Services ושעיבודו הושלם בשנת 2010, וכן על בסיס נתונים שנאספו בקידוח "לוויתן 1".

(4) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים

השונים:

Parameter	Mid-Cretaceous		Lower-Cretaceous	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Gross Rock Volume (Acre-feet)	2,572,271	28,967,372	2,976,639	24,804,310
Net-to-Gross Ratio (Decimal)	0.10	0.70	0.10	0.70
Porosity (Decimal)	0.12	0.22	0.12	0.22
Oil Saturation (Decimal)	0.55	0.75	0.55	0.75
Gas Saturation (Decimal)	0.55	0.75	0.55	0.75
Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB)	2.00	1.40	2.00	1.40
Initial Gas Formation Volume Factor (RB/MCF)	0.42	0.49	0.42	0.49
Oil Recovery Factor (Decimal)	0.10	0.45	0.10	0.45
Gas Recovery Factor (Decimal)	0.50	0.70	0.50	0.70
Gross Thickness (feet)	170	379	213	428
Area (Acres) ⁸⁹	15,141	76,449	13,997	57,892

(5) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בתהליך: הסיכונים

המשמעותיים הכרוכים בקידוח למטרות העמוקות במאגר לווייתן הינם בעיקרם סיכונים טכניים-תפעוליים (בפרט לאור משטר הלחצים הגבוה הצפוי בקידוח), לרבות: סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה, בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה, ככל שיהיו. במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לממצא מסחרי הינם, בין היתר, שנקבוביות ומוליכות סלע

⁸⁹ אקר (באנגלית Acre) היא יחידת מידה לשטח המשמשת בשיטת המדידה האנגלית. על פי שיטה זו, אקר אחד שווה לכ-4,050 מטר רבוע.

המאגר לא תהיינה גבוהות דיין על מנת לאפשר זרימה בכמות בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות פיתוח הממצא וכיוצ"ב. לדיון בגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושים, ראו סעיף 7.33 להלן.

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

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

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

(7) אומדן ההסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית: נכון למועד דוח המשאבים, אין ביכולתה של השותפות ליתן אומדן סטטיסטי להסתברות לפיתוח המטרות לשם הפקה מסחרית. עם זאת, ניתן להעריך כי השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים כאמור הוא השוק המקומי ו/או הבינלאומי בהינתן ממצא של נפט ו/או גז טבעי. לפיכך, בוחנת השותפות חלופות שונות למסחור ההידרוקרבונים (ככל שיתגלו ושיופקו), ובכלל זה את האפשרות למכירתו בשוק הבינלאומי. יצוין כי במסגרת בחינת פוטנציאל ההפקה המסחרית עשויה להיבחן האפשרות לשלב את פיתוח הממצא, ככל שיהיה ממצא באחת או יותר מהמטרות, עם תוכניות הפיתוח של משאבי הגז הטבעי שדווחו בחלקו העליון של הקידוח (קרי, בשכבות האוליגומיוקניות). כמו-כן, יצוין כי אם יתגלו במטרות הנ"ל או במי מהן כמויות נמוכות יחסית של גז טבעי ו/או נפט יתכן ופיתוח כלכלי יחייב פיתוח משותף של מספר ממצאים תוך ניצול תשתית אזורית. לפרטים אודות שוק הגז המקומי, ראו סעיף 6 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.14.2 להלן.

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

(9) התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט: בדוח NSAI מיום 29.3.2012 שצורף לדוח השנתי של השותפות לשנת 2011 ניתנו נתונים אודות סיכויי ההצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הגיאולוגיים הכרוכים בתהליך החיפוש של המטרות העמוקות בקידוח "לווייתן 1" בכל שטח מאגר לווייתן. ניתוח של ממצאי הקידוח ונתונים נוספים איפשרו העלאת סיכויי ההצלחה בנוגע לתזמון ונדידה של הידרוקרבונים (Migration/Timing) מ-60% ל-80% במטרה מגיל קרטיקון תיכון ובמטרה מגיל קרטיקון תחתון. בעקבות כך, סיכויי ההצלחה הכלליים עלו מ-11% ל-15% ומ-16% ל-21%, בהתאמה. בנוסף לכך, בהתאם לדוח המידי של השותפות מיום 3.5.2012 (מס' אסמכתא: 2012-01-115119) במטרה מגיל אוליגוקן תחתון לא נמצאו הידרוקרבונים ולפיכך היא איננה מצויינת בדוח המשאבים.

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 המנובאים במטרות השונות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות הנ"ל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים לרבות קידוח "לווייתן 1" ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הנפט ו/או הגז הטבעי שיתגלו (אם יתגלו) ושיופקו בפועל (אם יופקו), עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או 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.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח ה' דוח משאבים מנובאים בחזקות לוויטן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2012, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, 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-Petroleum Resources Management System (2007) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.6 רשיון חנה

7.6.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	חנה
מיקום:	נכס ימי המצוי כ-140-130 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח:	397 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רשיון ; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	15.12.2008
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	14.12.2011
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	18.1.2015 ו-15.9.2014, 19.8.2013, 29.11.2011
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	14.6.2015
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך עד לשבע שנים מיום ההענקה עם אפשרות במקרה של תגלית להאריך בשנתיים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (39.66%). - השותפות (22.67%). - אבנר (22.67%). - רציו (15%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	90 -
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 22.67% ברשיון חנה.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 19.16% לאחר החזר ההשקעה – 16.89%
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-13,339 אלפי דולר

7.6.2 עמידה בתנאי תוכנית העבודה ברשיון חנה

תוכנית העבודה המחייבת ברשיון חנה קוימה במלואה עד למועד פרסום הדוח.

7.6.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיון חנה

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון חנה מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות ברשיון האמור:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁹¹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012 ⁹²	- המשך פענוח של הסקרים הסיסמיים שבוצעו בשטח הרשיון. - ניתוח ועדכון ממצאי קידוח "דולפין 1"⁹³. - הגשת דוח סיכום ממצאי קידוח "דולפין 1".	כ-302	כ-69
2013	- המשך פענוח של הסקרים הסיסמיים שבוצעו ברשיון. - עיבוד נתונים סייסמיים 3D במימד העומק והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט. - עריכת סקר גרבימטרי ומגנטי בשטח הרשיון והגשת ממצאיו הראשוניים. - עיבוד נתונים סייסמיים 3D במימד הזמן והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט. - הגשת עדכון תכנית קונספטואלית לפיתוח מאגר דולפין וחישוב כלכלי המוכיח ממצא מסחרי הכולל עלויות מוערכות ותזרים מזומנים.	כ-2,624	כ-595
2014 ⁹⁴	- עדכון מיפוי וניתוח של המאגר בהתבסס על סקרים גיאופיזיים ונתונים ממאגרים סמוכים, ובכלל זה נתוני הפקה ממאגר תמר. - מיפוי והגדרה של פרוספקטים נוספים בשטח הרשיון. - הגשת דוחות סיכום של פענוח הסקר הסיסמי והסקר הגרבימטרי והמגנטי. - הגשת בקשה לממונה על ענייני הנפט להכריז על מאגר דולפין, המצוי בשטח רשיון חנה, כתגלית, כמשמעה בחוק הנפט.	כ-331	כ-75
1.1.2015 עד 14.6.2015	נכון למועד פרסום הדוח, אין תוכנית עבודה מחייבת ברשיון. לפיכך, בכוונת השותפות יחד עם שותפיה ברשיון לפעול בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט להכרזה על ממצא הגז במאגר דולפין כתגלית, כמשמעה בחוק הנפט, והכל בכפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות.	-	-

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

הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים. העלויות המפורטות בשנת 2014 לא כוללות עדכון תקציב (קיטון) בסך של כ-2,327 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-528 אלפי דולר) בגין קידוח "דולפין 1" אשר הושלם בשנים קודמות. ביום 18.12.2011 הודיעה השותפות על ממצא של גז טבעי בקידוח "דולפין 1". העלויות המפורטות בשנת 2014 לא כוללות עלויות בסך של כ-154 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-35 אלפי דולר) ששולמו בשנת 2014 בגין קידוח "דולפין 1" אשר הושלם בשנים קודמות.

91

92

93

94

7.6.4 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות ברשיון חנה

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	22.67%	22.67%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.6.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	19.16%	16.89%	84.52%	74.50%	ראו תחשיב בסעיף 7.6.5 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים בנכס הנפט	22.9%-23.58%	22.9%-23.58%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.6.6 להלן.

7.6.5 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מרשיון חנה

חנה

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.5%	87.5%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	22.670%	22.670%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	19.84%	19.84%	
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	(0.68%)	(2.95%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ⁹⁵ . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה.

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
			לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.3(ב) להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	19.16%	16.89%	

7.6.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים

ברשיון חנה

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפושים. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	22.67%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.9%-23.58%	
<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 החיפושים בנכס הנפט	22.9%-23.58%	

7.6.7 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים ברשיון חנה (באלפי

דולר)

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות שהוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ⁹⁶	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות שהוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012 ⁹⁷	כ-459	כ-6
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-595	כ-11
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-110	כ-13

7.6.8 משאבים מותנים במאגר דולפין

(א) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2012, המשאבים המותנים של גז טבעי במאגר דולפין, המסווגים בשלב של פיתוח מושהה (Development On Hold), הינם כמפורט להלן⁹⁸:

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) BCF	סה"כ השיעור המשווה למחזיקי הזכויות שהוניות של השותפות ⁹⁹ (Net) BCF
האומדן הנמוך (1C-Low Estimate)	37.2	6.7
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	81.3	13.7

לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

עקב הפחתת עלויות שבוצעה בתקציב של שנת 2012 כמפורט בהערת שוליים מס' 92 לעיל.

בדוח המשאבים המנובאים שפורסם ערב קידוח "דולפין 1" נכללו הפרוספקטים "דולפין 1", "דולפין 2" ו-"דולפין 3" (להלן: "דוח המשאבים המנובאים"). הערכת המשאבים המותנים שבוצעה לאחר קידוח "דולפין 1" נמוכה משמעותית מהערכת המשאבים המנובאים בפרוספקט "דולפין 1" שבוצעה טרום הקידוח. לאור הפערים האמורים, נכון למועד פרסום הדוח, השותפות אינה רואה בפרוספקטים "דולפין 2" ו-"דולפין 3" פרוספקטים מהותיים אשר בכוונתה לקדוח בעתיד הקרוב וזאת, בין היתר, נוכח היקפי המשאבים ביתר נכסי הנפט בהם מחזיקה השותפות. יצוין בהקשר זה, כי אין בתוכנית העבודה המחייבת ברשיון חנה דרישה לביצוע קידוחים בפרוספקטים "דולפין 2" ו-"דולפין 3". לאור האמור לעיל, לא נכללו פרוספקטים "דולפין 2" ו-"דולפין 3" בדוח המשאבים המצורף לדוח זה.

בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-17.6 BCF (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצויין לעיל.

96

97

98

99

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁹⁹ (Net) BCF	סה"כ הנכס הנפט (Gross) BCF	קטגוריית המשאבים המותנים
30.0	177.6	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

- (ב) בדוח המשאבים מצויין כי המשאבים מותנים באישור תוכנית פיתוח למאגר דולפין ובהוכחת היתכנות כלכלית¹⁰⁰ לפיתוח המאגר, וכי אם יתקיימו התנאים להלן, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. בנוסף מציינת NSAI כי דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר. כמו כן, NSAI קובעת כי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית.
- (ג) בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: א. ההערכות לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח; ב. NSAI לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה את התפעול המכני של הבאר או את מצבה; ג. 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 בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים; ד. המשאבים המותנים מצויים באתר שלא פותח, ועל-כן ההערכה מבוססת על אומדן נפח מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.
- (ד) השותפות במאגר דולפין תבחנה בעתיד חלופות שונות למסחור הגז הטבעי שבמאגר דולפין, וזאת במסגרת בחינת האפשרויות לשלב את תוכנית הפיתוח של מאגר דולפין עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים, אשר יתכן ויאפשרו פיתוח משותף כנ"ל.
- יצוין, כי פיתוח של מאגר דולפין עשוי להשתלב עם תוכנית הפיתוח של מאגר לוויטן בשלבים מתקדמים של ההפקה ממאגר לוויטן, המרוחק כ-30 ק"מ צפון מערבית ממאגר דולפין, או עשוי להשתלב כחלק משלב עתידי בפיתוח מאגר תמר, המרוחק כ-30 ק"מ צפון מזרחית ממאגר דולפין.

לאור ההיקף המוערך של המשאבים המותנים של גז טבעי במאגר דולפין, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק הבינלאומי, וזאת בהתאם ובכפוף לתוכניות הפיתוח העתידיות בהן אפשר וישולב פיתוח מאגר דולפין. לפרטים אודות השוק הפוטנציאלי למשאבים כאמור, ראו סעיף 6 לעיל ולפרטים אודות בחינת האפשרות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.14.2 להלן.

יודגש, כי נכון למועד פרסום הדוח לא ניתן לקבוע לוח זמנים ו/או תקציב משוער לגיבוש ו/או לביצוע תוכנית פיתוח למאגר דולפין, וזאת עד אשר תושלם בחינת תכניות הפיתוח האפשריות של מאגרים סמוכים והאפשרות לשלב בהן את תוכנית הפיתוח של מאגר דולפין.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים במאגר דולפין, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה מהקידוח ומקידוחים במאגרים סמוכים והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI, אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי 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 הגז הטבעי 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.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת ו'** דוח משאבים מותנים של מאגר דולפין שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2012, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, 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- (2007) Resources Management Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

גדעון תדמור

7.7 רשיון רות C

7.7.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט :	רות C
מיקום :	נכס ימי המצוי כ-45-95 ק"מ מערבית לחופי חיפה
שטח :	כ-400 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה :	רשיון ; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט :	1.3.2009
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט :	29.2.2012
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט :	29.11.2011, 3.9.2013 ו-1.9.2014
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט :	28.2.2016
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט ; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית :	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך עד לשבע שנים מיום ההענקה עם אפשרות במקרה של תגלית להאריך בשנתיים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator) :	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים :	- נובל (47.059%). - השותפות (27.835%). - אבנר (25.106%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	101-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב- 27.835% מהרשיון.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 23.52% לאחר החזר ההשקעה – 20.74%
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-10,777 אלפי דולר

7.7.2 עמידה בתנאי תוכנית העבודה ברשיון רות C

תוכנית העבודה המחייבת ברשיון קוימה במלואה עד למועד פרסום הדוח.

7.7.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיון רות C

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות ברשיון:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)¹⁰²	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (בתקציב (באלפי דולר)
2012	- המשך פיענוח הסקרים הסייסמיים, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - הכנת פרוספקטים לקדיחה.	כ-462	כ-129
2013	- המשך פיענוח הסקרים הסייסמיים, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - ביצוע סקר סייסמי 3D במרבית שטח הרשיון ועיבוד נתונים מהיר (Fast Track) של נתוני הסקר האמור.	כ-7,627	כ-2,123
2014	- העברת נתונים של הסקר הסייסמי ה-3D האמור, דוחות הפיקוח והנתונים הנלווים. - השלמת עיבוד נתונים מהיר (Fast Track) של הסקר הסייסמי 3D שבוצע בשנת 2013 והגשת כל החומר המעובד והדוחות הנלווים כאמור. - פענוח הנתונים מהסקר הסייסמי 3D החדש תוך שילוב כל הנתונים הגיאולוגיים והגיאופיזיים הקיימים בשטח הרשיון והגשת דוח מסכם. - הגשת דוח מסכם על הפעילות ברשיון במהלך השנה הקודמת. - תכנון והכנות לרבות רכישת ציוד לביצוע קידוח ניסיון בשטח הרשיון.	כ-1,936 כ-19,264	כ-539 כ-5,362
1.1.2015 עד יום 28.2.2016	- בהתאם לתכנית העבודה המחייבת ברשיון, עתידה השותפות לבצע את הפעולות כדלקמן: - ביצוע עיבוד נתונים מתקדם של הסקר הסייסמי 3D שבוצע בשטח הרשיון – עד ליום 30.4.2015. - ביצוע ניתוח משלים של נתוני סקר גרבימטריה ומגנטיות שבוצע בשטח הרשיון		

רשיון רות C הינו אחד מהרשיונות שניתנו ביום 1.3.2009 חלף היתר מוקדם 197/רות. הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

101

102

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁰²	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	והגשת דוח מסכם – עד ליום 30.4.2015. - עריכת סקר ניתור רקע סביבתי והגשת מסמך סביבתי – עד ליום 1.6.2015. - ביצוע ניתוח משולב של כל הנתונים הגיאולוגיים והגיאופיסיים משטח הרשיון והגשת דוח סופי הכולל בין השאר מפות מועדכנות וכן תיאור הפרוספקטיביות ומטרות אפשריות לקדיחה – עד ליום 31.8.2015. - הגשת פרוספקט גיאולוגי ותוכנית הנדסית מפורטת לביצוע קידוח בשטח הרשיון – עד ליום 1.9.2015. - הגשת דוח הערכת משאבים בשטח הרשיון – עד ליום 1.9.2015. - תחילת ביצוע קידוח בשטח הרשיון – עד ליום 1.11.2015. - הגשת דוח המסכם את הממצאים בקידוח, לא יאוחר משלושה חודשים לאחר השלמתו.	כ-100,000	כ-27,835

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

7.7.4 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות ברשיון רות C

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	27.835%	27.835%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.7.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	23.52%	20.74%	84.50%	74.50%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.5 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים בנכס הנפט	28.11%-28.95%	28.11%-28.95%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.6 להלן.

7.7.5 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מרשיון

רות C

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	87.50%	
חלק המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	27.835%	27.835%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	24.36%	24.36%	
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	(0.84%)	(3.62%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ¹⁰³ . אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
השיעור המשויד בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	23.52%	20.74%	

7.7.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש

ברשיון רות C

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות במסגרת של נכס נפט (בלא התשלומים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר ההוצאות הישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	27.835%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	28.11%-28.95%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפוש בנכס הנפט	28.11%-28.95%	

7.7.7 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש בנכס הנפט (באלפי

דולר)

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט¹⁰⁴</u>	<u>מתוכו שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להוצאותיו הישירות)</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-129	כ-5
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-2,213	כ-5
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-5,901	כ-140

7.8 רשיונות אלון

7.8.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	אלון A אלון C אלון D
מיקום:	נכסים ימיים המצויים כ-140-50 קילומטר צפונית מערבית לחופי העיר נהריה
שטח:	כ-1,200 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רשיון; פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפושים והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	1.3.2009
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	29.2.2012
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	29.11.2011 ו-2.9.2013 – ביחס לכל הרשיונות 15.9.2014 ו-26.2.2015 – ביחס לרשיונות אלון A ו-אלון C בלבד 18.1.2015 – ביחס לרשיון אלון D בלבד
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	1.9.2015 – רשיונות אלון A ו-אלון C 31.3.2015 – רשיון אלון D
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך עד לשבע שנים מיום ההענקה עם אפשרות במקרה של תגלית להאריך בשנתיים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל (47.059%). - השותפות (26.4705%). - אבנר (26.4705%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	105 -
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-26.4705% בכל אחד מהרשיונות.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפני החזר ההשקעה – 22.37% לאחר החזר ההשקעה – 19.72%
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-39,551 אלפי דולר

7.8.2 עמידה בתנאי תוכנית העבודה ברשיונות אלון

תוכנית העבודה המחייבת ברשיונות אלון עד למועד פרסום הדוח קוימה במלואה.

7.8.3 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיונות אלון

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיונות אלון מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות ברשיונות האמורים:

רשיון אלון A			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹⁰⁶	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	- ביום 5.2.2012 הסתיימו עבודות הקדיחה בקידוח הניסיון "תנין 1" שברשיון, בעומק סופי של כ-5,500 מטרים (כולל עומק מים). - המשך פענוח סקר סייסמי משנת 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוח "תנין 1" ומקידוחים סמוכים. - ביום 7.2.2012 הודיעה השותפות על ממצא של גז טבעי¹⁰⁷ בקידוח "תנין 1" (להלן: "מאגר תנין")¹⁰⁸. - הגשת דוח סיכום ממצאי קידוח "תנין 1".	כ-32,786 כ-147	כ-8,679 כ-39
2013 ¹⁰⁹	- המשך פענוח סקר סייסמי 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - עיבוד נתונים סייסמיים 3D במימד הזמן והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט. - עדכון ביצוע בדיקות שונות לקביעת טיב מאגר תנין והרכב ההידרוקרבונים (גז טבעי וקונדנסט) בו.	כ-421	כ-111
2014 ¹¹⁰	- הגשת דוחות סיכום של פענוח של הסקר הסייסמי והסקר הגרבימטרי והמגנטי. - הגשת עדכון תכנית קונספטואלית לפיתוח שדה תנין וחישוב כלכלי המוכיח ממצא מסחרי הכולל עלויות מעורכות ותזרים מזומנים.	כ-124	כ-33
1.1.2015 עד 1.9.2015	נכון למועד פרסום הדוח, אין תוכנית עבודה מחייבת ברשיון. לפיכך, בכוונת השותפות יחד עם שותפיה ברשיון לפעול בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט לקביעת תוכנית עבודה חדשה ברשיון או לחלופין לפעול לקבלת חזקה בשטח המאגר, והכל בכפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות.	-	-

¹⁰⁵ רשיונות כאמור הינם חלק מהרשיונות שניתנו ביום 1.3.2009 חלף היתר מוקדם 198/אלון.

¹⁰⁶ הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

¹⁰⁷ ביום 11.8.2014 אישר הממונה על ענייני הנפט כי מאגר תנין מהווה תגלית, כמשמעה בחוק הנפט.

¹⁰⁸ חלק מהמשאבים במאגר תנין מצויים בשטחי רשיונות שפקעו (אלון B ו-אלון F), אשר בגינם הגיש השותפות ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את הרשיונות כאמור. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקיים דיון בערעור וטרם ניתנה החלטה של שר האנרגיה.

¹⁰⁹ העלויות המפורטות בשנת 2013 לא כוללות עדכון תקציב (קיטון) בסך של כ-807 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-214 אלפי דולר) בגין קידוח "תנין 1" אשר הושלם בשנים קודמות.

¹¹⁰ העלויות המפורטות בשנת 2014 לא כוללות עלויות בסך של כ-130 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-34 אלפי דולר) ששולמו בשנת 2014 בגין קידוח "תנין 1" אשר הושלם בשנים קודמות.

רשיון אלון C			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹¹¹	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	- המשך פיענוח סקר סייסמי משנת 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - הגשת תכנית קדיחה לקידוח "כריש 1" בשטח הרשיון. - ביצוע סקר סביבתי באתר קידוח "כריש 1".	כ-147	כ-39
2013	- המשך פיענוח סקר סייסמי משנת 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - ביצוע קידוח "כריש 1" לשכבות המטרה מגיל אוליגומיוקן. ביום 15.5.2013 הודיעה השותפות כי קידוח "כריש 1" הגיע לעומק סופי של כ-4,790 מטרים מפני הים. - ביום 22.5.2013 הודיעה השותפות על ממצא של גז טבעי בקידוח "כריש 1"¹¹² (להלן: "מאגר כריש"). - הגשת דוח סופי על קידוח "כריש 1". - עיבוד נתונים סייסמיים 3D במימד הזמן והגשת הנתונים והדו"ח על-פי הנחיות של הממונה על ענייני הנפט.	כ-421	כ-111
2014	- הגשת דוחות סיכום של פיענוח של הסקר הסייסמי והסקר הגרבימטרי ומגנטי. - הגשת עדכון תוכנית קונספטואלית לפיתוח שדה כריש וחישוב כלכלי המוכיח ממצא מסחרי הכולל עלויות מעורבות ותזרים מזומנים.	כ-63	כ-17
עד 1.1.2015 1.9.2015	נכון למועד פרסום הדוח, אין תוכנית עבודה מחייבת ברשיון. לפיכך, בכוונת השותפות יחד עם שותפיה ברשיון לפעול בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט לקביעת תוכנית עבודה חדשה ברשיון או לחלופין לפעול לקבלת חזקה בשטח המאגר, והכל בכפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות.	-	-

רשיון אלון D			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹¹³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012	- המשך פיענוח סקר סייסמי משנת 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים. - זיהוי פרוספקט לקדיחה ברשיון.	כ-147	כ-39
2013	המשך פיענוח סקר סייסמי משנת 2010, בין השאר, לאור ממצאים מקידוחים סמוכים.	כ-421	כ-111
2014	- הגשת דוחות סיכום של פענוח הסקר הגרימטרי והמגנטי. - הגשת דוח סופי שיכלול שילוב של הניתוח הגיאולוגי והפטרופיסי האזורי.	כ-124	כ-33
עד 1.1.2015 31.3.2015	- נכון למועד פרסום הדוח, אין תוכנית עבודה מחייבת ברשיון. לפיכך, בכוונת השותפות יחד עם שותפיה ברשיון לפעול בתיאום עם הממונה על ענייני הנפט לקביעת תוכנית עבודה חדשה ברשיון או לפעול כמפורט להלן, והכל בכפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות. - יצוין, כי בשטח הרישיון אותר מבנה גיאולוגי, בשכבות דומות לאלו שנקדחו ברישיונות סמוכים, שעשוי להכיל כמויות משמעותיות של גז טבעי. עם זאת, לאור סמיכות המאגר לגבול המים הכלכליים של ישראל ולבנון הובהר לשותפות ולמפעילה ברשיון כי לא תאושר, בשלב זה, תכנית לביצוע קידוח חיפוש ברשיון. לפיכך, ביקשה המפעילה ברשיון מהממונה על ענייני הנפט להכריז על קיומו של "כוח עליון", המונע מהשותפים ברישיון תכנון ומימוש של תכנית עבודה הכוללת, בין היתר, ביצוע קידוח. המפעילה, ביחד עם השותפות ואבנר נמצאות בדאולוג אל מול הממונה על ענייני הנפט על מנת לגבש פתרון שיאפשר להמשיך ולהחזיק ברשיון עד שיבשילו התנאים הגיאופוליטיים שיאפשרו ביצוע קידוח, לרבות בדרך של הכרזה על "כוח עליון".	-	-

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

ביום 11.8.2014 אישר הממונה על ענייני הנפט כי מאגר כריש מהווה תגלית, כמשמעה בחוק הנפט. הסכומים לשנים 2012-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

112

113

7.8.4 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות ברשיונות אלון

שיעור השתתפות	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה	שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	26.4705%	26.4705%	100%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.8.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	22.37%	19.72%	84.50%	74.50%	ראו תחשיב בסעיף 7.8.5 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים בנכס הנפט	26.74%-27.53%	26.74%-27.53%	101%-104%	101%-104%	ראו תחשיב בסעיף 7.8.6 להלן.

7.8.5 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות

מרשיונות אלון

פריט	אחוז לפני החזר השקעה	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	
פירוט התשלומים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:			
המדינה	(12.50%)	(12.50%)	כפי שנקבע בחוק הנפט התמלוגים מחושבים לפי שווי שוק בפי הבאר. שיעור התמלוג בפועל עשוי להיות נמוך יותר כתוצאה מניכוי הוצאות בגין מערכות ההולכה והטיפול בגז עד לנקודת מסירת הגז בחוף. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.28.13(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.50%	87.50%	
חלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	26.4705%	26.4705%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	23.16%	23.16%	
פירוט תשלומים 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	(0.79%)	(3.44%)	תמלוג על מחלקה של 3% השותפות בשיעור של 13% לפני החזר השקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר ¹¹⁴ .

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר השקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
			אופן חישוב השיעור האמור נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה ולכן השיעור האמור עשוי להשתנות ככל שאופן חישוב תמלוגי המדינה ישתנה. לפרטים נוספים אודות אופן חישוב שיעור התמלוג, ראו סעיף 7.28.13 להלן.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	22.37%	19.72%	

7.8.6 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפוש

ברשיונות אלון

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות במסגרת של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפוש. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר ההוצאות הישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפוש. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	26.4705%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	26.74%-27.53%	
<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 בנכס הנפט	26.74%-27.53%	

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

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ¹¹⁵	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-9,211	כ-194
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-18,777	כ-243
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-48	כ-15

7.8.8 משאבים מותנים ומנובאים במאגר תנין

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), נכון ליום 31.12.2014, חלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט במאגר תנין הוכחו על-ידי קידוח "תנין 1", ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים, בעוד שחלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט, בתאי-שבר סמוכים לתא השבר בו בוצע הקידוח, טרם הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים.

(א) משאבים מותנים

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 31.12.2014, המשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר תנין, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן:

סה"כ בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹¹⁶ (Net)		הסתברות	מטרה
גז טבעי Million Barrels	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels		
412.4	0.8	82.9	0.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A

לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.
 בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-60 BCF גז טבעי ושל כ-0.6 מיליון חביות קונדנסט (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל.

115

116

סה"כ הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹¹⁶ (Net)		הסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.3	141.4	1.4	709.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.4	206.2	2.1	1,037.5	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	9.2	0.1	46.7	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות B
0.0	16.0	0.2	81.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	24.3	0.2	123.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים מותנים באישור תכנית פיתוח למאגר תנין הכוללת בין היתר ביצוע קידוחים נוספים ובהוכחת היתכנות כלכלית לפיתוח המאגר, וכי אם יתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. כמו כן, NSAI קובעת כי 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 מנובאים¹¹⁷

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, המשאבים המנובאים של גז טבעי וקונדנסט המצויים במאגר תנין, נכון ליום 31.12.2014, הינם כמפורט להלן:

פרוספקט	מטרה	סה"כ בנכס הנפט (Gross)					
		קונדנסט Million Barrels			גז טבעי BCF		
		האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)
בלוק 1	חולות A	151.4	200	262.1	0.3	0.4	0.5
	חולות B	47.5	65.8	89.7	0.1	0.1	0.2

¹¹⁷ הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטחי רשיונות אלון B ואלון E, אשר אינם בתוקף נכון למועד פרסום הדוח. לפרטים נוספים ראו הערת שוליים מס' 108 לעיל.

סה"כ בנכס הנפט (Gross)						מטרה	פרוספקט
קונדנסט Million Barrels			גז טבעי BCF				
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)		
0.2	0.1	0.1	82.9	63.8	47.9	A חולות	בלוק 2
0.0	0.0	0.0	6.0	3.0	0.8	B חולות	
0.2	0.2	0.1	111.5	81.0	56.0	A חולות	בלוק 3
0.0	0.0	0.0	3.0	1.5	0.4	B חולות	
0.1	0.1	0.0	39.6	25.7	15.7	A חולות	בלוק 4
0.0	0.0	0.0	12.5	5.0	1.0	B חולות	

סה"כ השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹¹⁸ (Gross)						מטרה	פרוספקט
קונדנסט Million Barrels			גז טבעי BCF				
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)		
0.1	0.1	0.1	69.4	52.9	40.1	A חולות	בלוק 1
0.0	0.0	0.0	23.7	17.4	12.6	B חולות	
0.0	0.0	0.0	21.9	16.9	12.7	A חולות	בלוק 2
0.0	0.0	0.0	1.6	0.8	0.2	B חולות	
0.1	0.0	0.0	29.5	21.4	14.8	A חולות	בלוק 3
0.0	0.0	0.0	0.8	0.4	0.1	B חולות	
0.0	0.0	0.0	10.5	6.8	4.2	A חולות	בלוק 4
0.0	0.0	0.0	3.3	1.3	0.3	B חולות	

(2) דוח המשאבים המנובאים הוכן על בסיס סקר סייסמי תלת

מימדי שבוצע בשנת 2009 על-ידי Petroleum Geo-Services ושעיבודו הושלם בשנת 2011, וכן על בסיס נתונים שנאספו בקידוח "תנין 1" ובקידוחים נוספים שנערכו באזור ובמאגרים דומים בעולם.

(3) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים

השונים:

Average Gross Thickness (Feet)		Area (Acres)		Gross Rock Volume (Acre Feet)		מטרה	פרוספקט
High	Low	High	Low	High	Low		
60	60	3,176	2,263	189,578	135,916	חולות A	בלוק 1
64	66	1,170	725	74,721	48,056	חולות B	
63	62	1,768	1,173	111,543	72,519	חולות A	בלוק 2
31	9	272	11	8,565	100	חולות B	
54	52	2,244	1,365	122,056	71,400	חולות A	בלוק 3
24	11	106	9	2,595	100	חולות B	
61	64	2,536	1,528	154,552	98,292	חולות A	בלוק 4
77	64	1,563	765	120,526	49,040	חולות B	

Net-to-Gross (Decimal)		Porosity (Decimal)		Gas Saturation (Decimal)		מטרה	פרוספקט
High	Low	High	Low	High	Low		
0.90	0.70	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות A	בלוק 1
0.80	0.60	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות B	
0.90	0.70	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות A	בלוק 2
0.80	0.60	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות B	
0.90	0.70	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות A	בלוק 3
0.80	0.60	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות B	
0.90	0.70	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות A	בלוק 4
0.80	0.60	0.24	0.18	0.75	0.65	חולות B	

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)		Gas Recovery Factor (Decimal)		מטרה	פרוספקט
High	Low	High	Low		
375	375	0.70	0.60	חולות A	בלוק 1
375	375	0.70	0.60	חולות B	
375	375	0.70	0.60	חולות A	בלוק 2
375	375	0.70	0.60	חולות B	
375	375	0.70	0.60	חולות A	בלוק 3
375	375	0.70	0.60	חולות B	
375	375	0.70	0.60	חולות A	בלוק 4
375	375	0.70	0.60	חולות B	

(4) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך קשורים בהוכחת ממצא מסחרי וכוללים, בין היתר, עלויות הערכה ופיתוח של הממצא. כמו כן, קיימים סיכונים בהוכחת המשאבים המנובאים שבתאי השבר שטרם נקדחו. לדיון בגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפוש, ראו סעיף 7.33.9 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):

פרוספקט	מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
בלוק 1	חולות A	90	90	100	100	81
	חולות B	85	90	100	100	77
בלוק 2	חולות A	90	80	100	100	72
	חולות B	85	80	100	100	68
בלוק 3	חולות A	90	80	100	100	72
	חולות B	85	80	100	100	68
בלוק 4	חולות A	90	75	100	100	68

פרוספקט	מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
	חולות B	85	75	100	100	64

(6) NSAI ציינה בדוח המשאבים המנובאים כי בהתבסס על פיתוח מאגרים דומים ובהנחה שיתגלה גז טבעי בתאי השבר הנוספים שלא הוכחו בקידוח "תנין 1", המשאבים המנובאים (במידה שיתאמתו) בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. כמו כן, דוח המשאבים המנובאים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר.

(7) נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים: הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקר הסייסמי, על נתונים שנאספו בקידוח "תנין 1" וכן על ידע כללי ביחס לשכבות ולמאגרים דומים נוספים באזור ובעולם.

(ג) התאמה בין נתוני הדוח לנתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט
לאור שינוי גבולות בין רשיון אלון A לחזקת לווייתן צפון¹¹⁹, כ-57 BCF באומדן הטוב ביותר וכ-404 BCF באומדן הגבוה מהמשאבים המותנים במאגר תנין, שהיו בדוח הקודם בשטח חזקת לווייתן צפון, מצויים כעת בשטח רשיון אלון A. לשינוי הגבולות כאמור לא הייתה השפעה על הערכת המשאבים במאגר תנין עצמו.

(ד) בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה, כי: (1) ביחס למשאבים המותנים, ההערכות לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח; (2) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה את התפעול המכני של הבארות או את מצבם; (3) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם; (4) המשאבים המתוארים בדוח המשאבים מצויים באתרים שלא פותחו, ועל כן ההערכה מבוססת על אומדן גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים בעלי מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

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 תנין הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה מהקידוח ומקידוחים במאגרים סמוכים והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. 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 הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל, לרבות הערכות והשערות לגבי פיתוח מאגר תנין, עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת ז' דוח משאבים מותנים ומנובאים של מאגר תנין שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2014, הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;

- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

גדעון תדמור

7.8.9

משאבים מותנים ומנובאים במאגר כריש

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה : "דוח המשאבים"), נכון ליום 30.6.2013, חלק מהגז הטבעי והקונדנסט שבמאגר כריש הוכחו על-ידי קידוח "כריש 1", ולפיכך סווג כמשאבים מותנים (Contingent Resources), בעוד שחלק מהגז הטבעי והקונדנסט, הן בתא השבר בו בוצע הקידוח והן בתאי שבר סמוכים לתא השבר בו בוצע הקידוח, טרם הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים.

(א) משאבים מותנים

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 30.6.2013, המשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר כריש, המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), הינם כמפורט להלן :

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹²⁰		סה"כ בנכס הנפט (Gross)		הסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
-	0.9	-	4.5	האומדן הנמוך (1C-Low Estimate)	חולות A
-	3.1	-	15.6	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	
-	6.1	-	30.9	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	
-	1.2	-	5.9	האומדן הנמוך (1C-Low Estimate)	חולות B
-	2.8	-	14.2	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	
-	5.2	-	26.2	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	
-	6.7	-	34.2	האומדן הנמוך (1C-Low Estimate)	חולות B/C
-	13.1	-	66.3	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	
-	20.1	-	102.0	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	
2.1	201.0	10.8	1,011.3	האומדן הנמוך (1C-Low Estimate)	חולות C
2.5	235.4	12.7	1,185.7	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	
2.9	273.3	14.7	1,377.9	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	

(2) בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים מותנים באישור תכנית פיתוח למאגר כריש ובהוכחת היתכנות כלכלית לפיתוח המאגר, וכי אם יתקיימו התנאים הנ"ל, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות. דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של נכס הנפט. כמו כן, NSAI קובעת כי בהתבסס על פיתוח מאגרים דומים, המשאבים המותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הינם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית.

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

¹²⁰ בדוח המשאבים לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-60 BCF גז טבעי ושל כ-0.6 מיליון חביות קונדנסט (להלן בסעיף זה: "מועד החזר ההשקעה"). מאחר, שמועד החזר ההשקעה מושפע ממחירי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ושיעור התמלוגים, ומאחר שטרם תוכנן והוקם מערך ההפקה וטרם נחתמו הסכמים למכירת גז טבעי ו/או קונדנסט, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל.

משאבים מנובאים (ב)

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 30.6.2013, המשאבים המנובאים של גז טבעי וקונדנסט במאגר כריש, הינם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ¹²¹		סה"כ בנכס הנפט (Gross)		הסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.1	10.3	0.4	38.8	האומדן הנמוך (Low Estimate)	צפון 1- חולות C
0.1	13.2	0.5	49.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	16.6	0.7	62.7	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.6	55.9	2.3	211.3	האומדן הנמוך (Low Estimate)	צפון 2- חולות C
0.8	72.1	2.9	272.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
1.0	170	3.7	642.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
-	9.7	-	36.8	האומדן הנמוך (Low Estimate)	צפון 2- חולות D
-	12.6	-	47.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
-	15.9	-	60.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
-	21.1	-	79.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	כריש 1 - חולות D
-	33.1	-	124.9	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
-	47.2	-	178.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) דוח המשאבים הוכן, בין היתר, על בסיס סקר סייסמי תלת

מימדי שבוצע בשנת 2010 על-ידי Petroleum Geo-Services ושעיבודו הושלם בשנת 2013 (להלן: "הסקר הסייסמי"), וכן על בסיס נתונים שנאספו בקידוח "כריש 1" ובקידוחים נוספים שנערכו באזור ובמאגרים דומים בעולם.

(3) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Gross Rock Volume (Acre*Feet)			Gross Thickness (feet)			Area (Acres)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
34,766	41,285	47,804	143	136	131	243	304	365	צפון 1- חולות C
190,286	225,965	261,643	278	264	255	685	856	1,027	צפון 2- חולות C
34,122	40,520	46,918	139	139	139	246	292	338	צפון 2- חולות D
71,309	107,996	144,683	166	201	224	430	538	646	כריש 1- חולות D

Net-to-Gross (decimal)			Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	
0.62	0.72	0.82	0.21	0.22	0.23	0.71	0.76	0.81	צפון 1- חולות C
0.62	0.72	0.82	0.21	0.22	0.23	0.71	0.76	0.81	צפון 2- חולות C
0.59	0.69	0.79	0.21	0.22	0.23	0.71	0.76	0.81	צפון 2- חולות D
0.59	0.69	0.79	0.21	0.22	0.23	0.71	0.76	0.81	כריש 1- חולות D

Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)			Gas Recovery Factor (decimal)			מטרה
Low	Best	High	Low	Best	High	
357	357	357	0.60	0.65	0.70	צפון 1- חולות C
357	357	357	0.60	0.65	0.70	צפון 2- חולות C
361	361	361	0.60	0.65	0.70	צפון 2- חולות D
361	361	361	0.60	0.65	0.70	כריש 1- חולות D

(4) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך, קשורים במסחור מאגר כריש, וכוללים, בין היתר, עלויות פיתוח מאגר כריש. כמו כן, קיימים סיכונים בהוכחת משאבים מנובאים שבתאי השבר שטרם נקדחו. לדיון בגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפוש, ראו סעיף 7.33.9 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):

מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
צפון 1- חולות C	80	90	100	100	72
צפון 2- חולות C	80	90	100	100	72
צפון 2- חולות D	80	90	100	95	68
כריש 1- חולות D	80	95	100	95	72

(6) NSAI ציינה בדוח המשאבים כי בהתבסס על פיתוח מאגרים דומים ובהנחה שיתגלה גז טבעי בתאי השבר הנוספים שלא הוכחו בקידוח "כריש 1", המשאבים המנובאים (במידה שיתאמתו) בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. כמו כן, דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר.

(7) נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים: הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקר הסייסמי, על נתונים שנאספו בקידוח "כריש 1" וכן על ידע כללי ביחס לשכבות ולמאגרים דומים נוספים באזור ובעולם.

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

- (1) ההערכות לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח;
- (2) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה את התפעול המכני של הבארות או את מצבם;
- (3) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם;
- (4) המשאבים המתוארים בדוח המשאבים מצויים באתר שלא פותח, ועל כן ההערכה מבוססת על אומדן גודל מאגר ויעילות

הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים בעלי מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

(ד) התאמה בין נתוני הדוח לנתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

- (1) אומדן משאבים מותנים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר (כ-TCF 1.3) ואומדן משאבים מנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר (כ-TCF 0.5) בדוח המשאבים דומה לאומדן הטוב ביותר הכלול בדוח המשאבים שניתן על-ידי NSAI טרום הקידוח (כ-TCF 2.0) (להלן: "**דוח טרום הקידוח**") ואשר פורסם בדוח המיידני של השותפות מיום 8.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-000010). בנוסף, ניתן אומדן של הקונדנסט בשכבת המאגר חולות C, אשר לא נכלל בדוח טרום הקידוח. כמו כן נתגלתה בקידוח שכבת מאגר נושאת גז המכונה "חולות BC" אשר לא נחזתה בדוח טרום הקידוח. שכבה זו נושאת באומדן הטוב ביותר כ-BCF 66.3 משאבים מותנים של גז טבעי. יצוין כי, כמות הגז הטבעי בכל אחת משכבות המאגר שונה מהותית מכפי שנחזה בדוח טרום קידוח, כפי שיפורט להלן.
- (2) איכות המאגר של חולות C, כפי שבאה לידי ביטוי בפרמטרים של ה-gas saturation, נתגלתה כגבוהה משמעותית מכפי שנחזה בדוח טרום קידוח. בשאר הפרמטרים של איכות המאגר (Net to Gross, Porosity), כמו גם בפרמטר של נפח הסלע הכולל (Gross Rock Volume), הטווח בין האומדן הגבוה לאומדן הנמוך הצטמצם, כמקובל, בעקבות הקידוח. לאור האמור, אומדן המשאבים המיוחסים לשכבת חולות C גבוה בדוח המשאבים מזה שבדוח טרום הקידוח (באומדן הטוב ביותר BCF 1,185.7 משאבים מותנים לעומת BCF 927.2).
- (3) בעקבות ניתוח ממצאי הקידוח, קבעה NSAI כי קיימים תאי שבר נוספים במאגר כריש, המכונים בדוח זה צפון-1 וצפון-2, שלא נכללו בדוח טרום הקידוח. בתא שבר צפון-1 צופה NSAI כי קיים גז בשכבת המאגר חולות C, באומדן הטוב ביותר, בשיעור של BCF 49.8. בתא השבר צפון-2 צופה NSAI כי קיים גז בשתי שכבות מאגר, C ו-D, באומדן הטוב ביותר, בשיעור של BCF 272.2 ו-BCF 47.5, בהתאמה. יודגש כי תאי שבר אלו לא נכללו בדוח טרום הקידוח מאחר שלא הוערכו בזמנו כנושאי גז.
- (4) בקידוח נתגלו חולות באיכות טובה בשכבה המכונה חולות D. בקידוח עצמו חולות אלו נשאו מים, אך במעלה תא השבר בו

בוצע הקידוח ובתא השבר צפון-2, צופה NSAI כי יימצא גז. משאבים אלו מסווגים כמשאבים מנובאים בשלב זה, ושיעורם (באומדן הטוב ביותר) הינו 124.9 BCF ו- 47.5 BCF, בהתאמה. שכבה זו לא נכללה כלל בדוח המשאבים טרום הקידוח.

(5) איכות המאגר של חולות A, כפי שבאה לידי ביטוי בפרמטרים של ה-Net to Gross וה-Gas Recovery, נתגלתה כנמוכה מכפי שנחזה בדוח טרום הקידוח, ולפיכך אומדן המשאבים המיוחסים לשכבה זו נמוך בדוח המשאבים מזה שבדוח טרום הקידוח (באומדן הטוב ביותר, 15.6 BCF לעומת 681.6 BCF).

(6) איכות המאגר של חולות B, כפי שבאה לידי ביטוי בפרמטר ה-Net to Gross, נתגלתה כנמוכה מכפי שנחזה בדוח טרום קידוח, ולפיכך אומדן המשאבים המיוחסים לשכבה זו בדוח המשאבים נמוך מזה שבדוח טרום הקידוח (באומדן הטוב ביותר, 14.2 BCF לעומת 410.1 BCF).

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

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

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת ח' דוח משאבים מותנים ומנובאים של מאגר כריש שהוכן על-ידי NSAI נכון ליום 30.6.2013 הכולל את הסכמתה להכללתו בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.9 רשיונות נטע ורועי¹²²

לשותפות אופציה לרכוש מ-Edison International S.P.A (להלן: "Edison") אופציה שהוענקה לה על-ידי רציו לרכישת זכויות השתתפות בשיעור כולל של 10% (מתוך 100%) ברשיונות 398/נטע ו-399/רועי (להלן יחד: "רשיונות נטע ורועי"), והכל כמפורט בסעיף 7.29.3 להלן.

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

יובהר כי השותפות טרם מימשה את האופציה ואין כל וודאות כי תממשה. נכון למועד פרסום הדוח, רשיונות נטע ורועי הינם זניחים לכלל פעילות השותפות, ולפיכך, יובא תיאור מצומצם יותר של רשיונות נטע ורועי כדלקמן:

7.9.1 כללי

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	נטע ורועי
מיקום:	הים התיכון
שטח:	כ-774,100 דונם
סוג נכס הנפט:	רשיון
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	15.4.2013
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	-
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	14.4.2016
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריך עד שבע שנים מיום ההענקה עם אפשרות במקרה של תגלית להאריך בשנתיים נוספות.
ציון שם המפעיל (Operator):	Edison
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- רציו (70%). - Edison (20%). למיטב ידיעת השותפות, Edison היא חלק מקבוצת Edison Group, בשליטת EDF Group [Electricité de France]. - הזדמנות ישראלית מקורות אנרגיה – שותפות מוגבלת (להלן: "הזדמנות ישראלית")¹²³ (10%). למיטב ידיעת השותפות, השותף הכללי בהזדמנות ישראלית, הזדמנות ישראלית – חיפושי נפט וגז בע"מ, הינו חברה בשליטת Capernaum Finance SA (36.4%) ואורי אלדובי יחד עם רוני הלמן (בעקיפין)

¹²² בחודש פברואר 2015 הגישו השותפים ברשיונות הנ"ל בקשה לממונה על ענייני הנפט לשינוי גבולות רשיון רועי, לרבות בדרך של העברת שטחים מרשיון נטע לרשיון רועי וגריעת שטחים אחרים. השטחים אשר יגרעו מרשיון רועי וכן שטחים מרשיון נטע אשר לא יצורפו לרשיון רועי יוחזרו, באופן שהשותפים ברשיונות הנ"ל יישארו עם רשיון אחד בלבד – רשיון רועי בגבולותיו החדשים.

¹²³ הזדמנות ישראלית הינה שותפות מוגבלת העוסקת בחיפושי גז ונפט בישראל. למיטב ידיעת השותפות, נכון ליום 28.2.2015 החזקותיהם של כלל בעלי העניין בהזדמנות ישראלית (למעט החזקות קרנות נאמנות וקופות גמל) היתה קטנה מ-24%.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
ובמישרין) (36.4%). בין בעלי המניות כאמור קיים הסכם בעלי מניות.	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
נכון למועד פרסום הדוח, השותפות טרם רכשה זכויות השתתפות ברשיונות נטע ורועי.	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות מחזיקה באופציה לרכישת 10% מזכויות השתתפות ברשיונות נטע ורועי.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
כאמור, לשותפות אופציה בלבד בנכס הנפט ולפיכך בשלב זה לא מיוחסות לשותפות הכנסות ביחס לרשיונות נטע ורועי.	ציון השיעור בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט בהנחה כי תחזיק ברשיונות:

7.9.2 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיונות נטע ורועי

(א) נכון למועד פרסום הדוח, השותפות צופה שלא יהיו לה הוצאות ברשיונות נטע ורועי ולכן בטבלה שבסעיף קטן (ב) להלן לא הובאו פרטים בדבר חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות ברשיונות כאמור.

(ב) להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיונות נטע ורועי מיום 15.4.2013 (מועד הענקת רשיונות כאמור) ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת
15.4.2013 עד 31.12.2013	עיבוד נתונים סייסמיים של סקר סייסמי 3D אשר בוצעה בהיתר גל וכן כל הקווים הסייסמיים 2D מסקרים קיימים בשטח הרשיון.
2014	- המשך עיבוד הנתונים של הסקר הסייסמי 3D בשטח הרשיונות והעברת כל נתוני העיבוד וכן דוחות העיבוד וכל החומר הנלווה לעיבוד הנתונים אל הארכיון הלאומי כמוגדר בהנחיות משרד האנרגיה. - עדכון הפענוח והגשת פרוספקט לקידוח אשר יכלול תיאור של המטרות לקדיחה, תחזית גיאולוגית ותוכנית הנדסית. - הגשת דוח על משאבים למטרות שהוגדרו בפרוספקט.
1.1.2015 עד 14.4.2016	בהתאם לתוכנית העבודה המחייבת ברשיונות נדרש לבצע את הפעולות כדלקמן: - עד ליום 15.6.2015 – הגשת תוכנית מפורטת של הקידוח וחווה חתום עם קבלן קידוח לביצוע קידוח בשטח הרשיונות. - עד ליום 15.7.2015 – ביצוע סקר סיכונים באתר הקידוח, העברת נתונים גיאופיסיים והגשת דוח מסכם. - עד ליום 15.9.2015 – הגשת מסמך סביבתי. - עד ליום 15.12.2015 – תחילת קידוח בשטח הרשיונות על פי תוכנית קידוח מאושרת ותוך העברת כלל הדיווחים הגיאולוגיים וההנדסיים. - שלושה חודשים מסיום הקידוח – הגשת דוח מסכם והעברת כל הממצאים ובכלל זה דגימות מטחן, לוגים חשמליים, גלעינים ותוצאות טסטים (אם בוצעו) ובדיקות אחרות שבוצעו בקידוח.

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

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

7.10 זכויות בקפריסין

7.10.1 רקע

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

בהתאם להסכם ההעברה, כל אחד מהשותפים הכלליים בשותפות ובאבנר נשא ב-15% מהסכומים שהוצאו על-ידי נובל הנובעים מפעולות חיפושים (לרבות קידוח), הערכה, פיתוח או הפקה ו/או כל פעולה שבוצעה בהתאם להסכם הזכיון כאילו היו צד להסכם התפעול המשותף בבלוק 12.

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

ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברשיון האמור, ועל כן החל ממועד זה, השותפות הינה צד להסכם

הזיכיון ומחזיקה באופן ישיר ב-15% מהרשיון.

עם השלמת תהליך העברת הזכויות כאמור, מחויבת השותפות על-פי המגנון הקבוע בהסכם התפעול המשותף בבלוק 12 בכל ההתחייבויות על-פי הסכם הזיכיון, על-פי הרשיון ועל-פי הסכם התפעול המשותף וזאת על-פי חלקה היחסי בפרויקט.

7.10.2 פרטים כלליים אודות בלוק 12

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	בלוק 12
מיקום:	שטח ימי במים הכלכליים של קפריסין הממוקם כ-15 ק"מ מערבית לרשיונות אלון
שטח:	כ-2,684 קמ"ר ¹²⁴
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רשיון שניתן בכפוף ל-PSC
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	24.10.2008
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	24.10.2011
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	23.10.2011, 20.8.2013 ו-19.5.2014
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	23.5.2016
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ראו סעיף 7.10.3 (ד) להלן.
ציון שם המפעיל (Operator):	נובל קפריסין
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	- נובל קפריסין (70%). - אבנר (15%). - השותפות (15%).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	22.1.2009 ¹²⁵
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	השותפות מחזיקה באופן ישיר ב-15% ברשיון.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	לפרטים ראו סעיף 7.10.8 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-48,580 אלפי דולר

7.10.3 להלן פרטים נוספים אודות הרשיון בבלוק 12 והסכם הזיכיון

(א) הרשיון מקנה לבעלי הזכויות בבלוק 12 את הזכות לבצע פעולות חיפושים ו/או הערכה בשטח הרשיון לתקופה בת 3 שנים עם אפשרות להארכה בשתי תקופות נוספות שלא תעלה על שנתיים כל אחת בכפוף לתנאים שנקבעו בהסכם הזיכיון (להלן: "**תקופות הרשיון**" ו-"**תקופת הרשיון**", בהתאמה). עם כל הארכה כנ"ל מחויבים בעלי הזכויות

¹²⁴ שטח הרשיון המקורי היה כ-4,446 קמ"ר. עם הארכת הרשיונות בימים 23.10.2011 ו-19.5.2014 צומצם שטח הרשיון ב-25% בכל הארכה, בהתאם להוראות ה-PSC.

¹²⁵ כפי שצוין לעיל, ביום 11.2.2013 ניתן אישור הרשויות בקפריסין להעברת הזכויות בהסכם הזיכיון וברשיון לשותפות.

בפרויקט לוותר על 25% משטח הרשיון המקורי. יצוין כי ביום 24.5.2014 החלה תקופת הרשיון השנייה.

(ב) פעולות החיפושים ו/או הערכה כאמור לעיל יבוצעו בהתאם לתוכנית העבודה, שנקבעה בהסכם הזיכיון בכל אחת מתקופות הרשיון.

(ג) בהסכם הזיכיון נקבעו הוראות בקשר לאופן ביצוע וניהול פעולות החיפושים, הפיתוח וההפקה בבלוק 12 תוך מתן עדיפות לישויות קפריסאיות או של האיחוד האירופאי ביחס לרכישת ציוד ו/או העסקת ו/או הכשרת כוח אדם לביצוע הפעולות כאמור.

(ד) במקרה ובעלי הזכויות בפרויקט יגיעו לממצא מסחרי של נפט ו/או גז טבעי, אזי הם זכאים לקבל בשטח מסוים מתוך שטח הרשיון זכות להפיק נפט ו/או גז, לפי הענין, לתקופה של 25 שנים עם אפשרות הארכה בתקופה נוספת של 10 שנים, וזאת בכפוף לתוכנית פיתוח והפקה שתאושר על-ידי רפובליקת קפריסין.

(ה) בעלי הזכויות מחויבים להתחיל בפעולות פיתוח תוך 6 חודשים לאחר קבלת אישור רפובליקת קפריסין לתוכנית הפיתוח האמורה.

(ו) תשלומים לרפובליקת קפריסין

(1) רפובליקת קפריסין זכאית לקבל בנוסחים חד פעמיים מבעלי הזכויות בבלוק 12 בהתקיים אבני דרך ביחס לקצב ההפקה היומי הממוצע לתקופה רצופה בת 30 ימים, העשויים להסתכם בסך של 9 מיליון דולר (בגין 100%).

(2) בעלי הזכויות בבלוק 12 יחלקו את הגז הטבעי ו/או הנפט המופק (לאחר קיזוז הוצאות כמפורט להלן) עם רפובליקת קפריסין בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הגז הטבעי ו/או הנפט, ככל שיופק¹²⁶ כדלקמן :

ביחס לנפט המופק :

<u>מחיר לחבית (בדולר ארה"ב)</u>			¹²⁷ תפוקה יומית ממוצעת (בחביות)
עד 50	מ- 50.01 ועד 100	מעל 100	
<u>חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)</u>			
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)

¹²⁶ רפובליקת קפריסין רשאית לקבל את חלקה בגז הטבעי ו/או בנפט המופק, כולו או חלקו, בעין.
¹²⁷ החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המובאות בטבלה.

<u>מחיר לחבית (בדולר ארה"ב)</u>			תפוקה יומית ממוצעת (בחביות) ¹²⁷
עד 50	מ- 50.01 ועד 100	מעל 100	
<u>חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)</u>			
77%	80%	83%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין- 150,001 ועד 200,000 (כולל)
83%	85%	85%	עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוהה מ- 200,000

ביחס לגז המופק:

תפוקה יומית ממוצעת (באלפי רגל מעוקב) ¹²⁸	חלקה של רפובליקת קפריסין (כולל מס חברות בקפריסין)
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הנמוך מ- 150,000 (כולל)	55%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 150,001 ועד 300,000 (כולל)	60%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 300,001 ועד 600,000 (כולל)	65%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 600,001 ועד 900,000 (כולל)	70%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת שבין 900,001 ועד 1,200,000 (כולל)	75%
עבור החלק בתפוקה היומית הממוצעת הגבוהה מ- 1,200,000	80%

(ז) חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז הטבעי ו/או בנפט המופק יבוצע כל שנה מההכנסות ממכירת גז טבעי ו/או נפט שיוותרו לאחר קיזוז הוצאות בעלי הזכויות בפרויקט בלוק 12 בגין חיפוש, הערכה, פיתוח, הפקה ותפעול (להלן: "הוצאות בלוק 12")¹²⁹ בשיעור של עד 55% מסך הכנסות הגז שיופק ועד 49% מסך הכנסות הנפט (להלן: "תפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות"). במקרה בו ההוצאות יהיו גבוהות מהתפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות, כל עודף יועבר לשנה הבאה עד לכיסוי מלא של ההוצאות או עד לסיום ההסכם הזיכיון. הוצאה שלא כוסתה במועד סיום הסכם הזיכיון לא תוחזר.

(ח) ההוצאות המוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות לפי הסכם הזיכיון כאמור לעיל, כפופות לאישור רפובליקת קפריסין, וכוללות, בין היתר, הוצאות ישירות בגין חיפוש והערכה, הוצאות בגין העסקת עובדים וקבלני משנה, השכרת משרדים, עלויות בקשר עם דרישות חקיקה הנוגעות לאיכות הסביבה, עלויות חומרים, הוצאות

החישוב מתבצע באופן פרוגרסיבי בהתאם למדרגות המובאות בטבלה.
 ההכרה בהוצאות בלוק 12 נערכת בכל שנה במסגרת תקציב המוגש לאישור לרפובליקת קפריסין כחלק מהליך אישור תוכנית העבודה השנתית מכח הסכם הזיכיון.

128

129

ביטוח, הוצאות משפטיות, עלויות בגין הכשרת עובדים, הוצאות הנהלה וכלליות של המפעילה בקשר עם הפרויקט וכן כל הוצאה סבירה אחרת אשר נדרשת לפעילות חיפושים סבירה ויעילה. יצוין, כי הוצאות בקשר עם הקמה ותפעול של מתקן ייצוא אינן מוכרות במסגרת התפוקה המיועדת לכיסוי החזר הוצאות.

(ט) הבונוסים כמפורט בסעיף 7.10.3(ו)(1) לעיל אינם נכללים בהוצאות הניתנות לקיזוז כאמור לעיל.

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

(יא) כמו כן, רשאית רפובליקת קפריסין, תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב, לחייב את בעלי הזכויות בבלוק 12 למכור לה גז מהתפוקה שאינה מיועדת לכיסוי החזר הוצאות בכפוף לעמידת בעלי הזכויות בבלוק 12 בהתחייבויותיהם על-פי הסכמים לאספקת גז טבעי, ככל שיחתמו.

(יב) סיום הסכם הזיכיון

(1) רפובליקת קפריסין רשאית לבטל את הסכם הזיכיון במתן הודעה מוקדמת של 3 חודשים או 6 חודשים כמפורט בהסכם הזיכיון, בהתקיים אחד מהתנאים הבאים: (א) הפרת הוראות החוק הקפריסאי והתקנות שפורסמו על-פיו; (ב) פיגור בתשלום לרפובליקת קפריסין במשך 3 חודשים רצופים; (ג) הפרת תוכנית הפיתוח במשך 6 חודשים רצופים למעט עקב אירוע "כוח עליון" כהגדרתו בהסכם הזיכיון; (ד) בהתייחס לתקופת ההפקה, הפסקה רצופה בהפקה במשך חודשיים רצופים או שיבוש בהפקה במשך 6 חודשים רצופים עקב סיבה שלא אושרה על-ידי רפובליקת קפריסין למעט עקב "סיבה מוצדקת" או אירוע "כוח עליון" כהגדרתם בהסכם הזיכיון; (ה) אי יכולת פיננסית או טכנית של צד להסכם הזיכיון לעמוד בהתחייבויותיו על-פי הסכם הזיכיון כתוצאה מקורות אירוע של פשיטת רגל, הסדר נושים, כינוס נכסים של כל אחד מהצדדים להסכם הזיכיון (או חברות האם שלהן) או כל מקרה אחר אשר תוצאתו הינה ירידה ביכולות הפיננסיות או הטכניות של אחד הצדדים להסכם הזיכיון באופן מהותי ממצבו בעת חתימת הסכם הזיכיון.

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

מתן ערבות ביצוע לרפובליקת קפריסין (יג)

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

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

(1) בגין העמדת הערבות על-ידי קבוצת דלק תשלם השותפות עמלה על בסיס שנתי החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף. העמלה השנתית שתשולם על-ידי השותפות תעמוד על סך של 220 אלפי דולר בחמש השנים הראשונות ממועד העמדת הערבות, ומהשנה השישית ועד 25 שנים ממועד העמדת הערבות, תעמוד על סך של 168 אלפי דולר. במידה ויפחת שיעור ההחזקה של השותפות בבלוק 12, הרי שסכום העמלה ירד באופן יחסי לירידה בהחזקה בנכס. כמו כן, במקרה ובו תשוחרר קבוצת דלק מן הערבות באופן מוחלט, אם בגין מציאת ערב חלופי או בגין מכירה של הזכויות בבלוק 12 על-ידי השותפות, מוסכם בין השותפות לקבוצת דלק כי תשלום העמלה יופסק לאלתר.

(2) החל ממועד העמדת הערבות וכל עוד הערבות בתוקף, השותפות לא תאשר תוכנית/ות עבודה חדשה/ות בבלוק 12 ו/או בקשר עם כל פעילות אחרת בבלוק 12 מכוח הסכם התפעול המשותף עם נובל קפריסין (להלן: "**תוכנית עבודה בבלוק 12**"¹³⁰), בהיעדר: (1) ביטוח המכסה הוצאות השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי לנזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכויי זיהום תאונתי בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 לשביעות רצונה של קבוצת דלק (ביטוחי אובדן שליטה בבאר ואחריות כלפי צד ג'¹³¹); (2) אישור כדון של האורגנים המוסמכים בשותפות לתנאי

ההתקשרות עם קבוצת דלק, כמפורט לעיל ולהלן ולהסדרים בענין תשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות לקבוצת דלק¹³². יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, אושרה תוכנית עבודה בבלוק 12 לשנת 2015.

(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

¹³¹ 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.

¹³² נכון למועד פרסום הדוח, התקבלו כל האישורים של האורגנים המוסמכים בשותפות לצורך ההתקשרות הנ"ל.

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 אצלו ולאפשר 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, אבנר ונובל קפריסין על-פי הסכם הזיכיון הינן ביחד ולחוד, נחתם ביום 10.2.2013 הסכם, בין קבוצת דלק לבין נובל חברת האם, בנוגע לחלוקת אחריות ושיפוי הדדי ביניהן בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזי ההחזקה של השותפות, אבנר ונובל קפריסין בזכויות בבלוק 12 (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**"). ההסכם, קובע, בין היתר, כי:

א. כל צד להסכם יהיה אחראי בגין נזק או חבות הקשורים לפעילות בבלוק 12, בהתאם לשיעור השתתפותו של התאגיד שבגינו המציא ערבות לטובת רפובליקת קפריסין כאמור בבלוק 12 (דהיינו: קבוצת דלק בשיעור של 30% ונובל חברת האם בשיעור של 70%).

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

ג. התחייבות הצדדים כאמור אינה מוגבלת בסכום או בהיקף לכיסוי הביטוחי של השותפות, אבנר ונובל קפריסין 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 להתחשבנות סופית בין הצדדים בקשר להסכם.

7.10.4 פעולות בשטחי בלוק 12 שבוצעו לפני שהשתתפות החזיקה בנכס הנפט

זיהוי מבצע הפעולה	תקופה בה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
נובל קפריסין	2010	עיבוד ופענוח של הסקר הסייסמי שבוצע.	זוהה פרוספקט לקדיחה.
נובל קפריסין	2011	הכנות לביצוע קידוח הניסיון "אפרודיטה A-1", ביצוע הקידוח האמור וכן ניתוח ראשוני של תוצאות הקידוח.	-
נובל קפריסין	2012	המשך ניתוח תוצאות קידוח "אפרודיטה A-1" והכנה לקראת ביצוע קידוח הערכה במהלך 2013.	-

7.10.5 עמידה בתנאי תוכנית העבודה המחייבת בבלוק 12

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

7.10.6 תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק 12

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט מיום 1.1.2012 ועד למועד פרסום הדוח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹³³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2012 ¹³⁴	- ביום 5.3.2012, הודיעה השותפות על ממצא של גז טבעי בקידוח "אפרודיטה A-1". - היערכות לקראת קידוח ההערכה "אפרודיטה A-2".	כ-4,789	כ-727
2013	- ביום 7.6.2013 החלה הקדיחה בקידוח ההערכה "אפרודיטה A-2" אשר הסתיימה ביום 2.10.2013. - ביצוע מבחני הפקה בקידוח "אפרודיטה A-2", שהסתיימו בהצלחה ביום 3.10.2013. - ביצוע סקר סייסמי 3D. - ביצוע בדיקות שונות לקביעת טיב המאגר, הרכב ההידרוקרבונים (גז טבעי וקונדנסט) בו וכן בדיקות התכנות לפיתוח המאגר ומסחור הגז. - היערכות לביצוע קידוח הערכה או ניסיון נוסף.	כ-102,885 כ-58,069 כ-19,138 כ-3,514 כ-2,770	כ-15,611 כ-8,811 כ-2,904 כ-533 כ-420
2014	- המשך ניתוח המידע הגיאולוגי והגיאופיזי, ובכלל זה פענוח הסקרים הסייסמיים בכדי לאתר מטרות אפשריות לקדיחה. - היערכות לביצוע קידוח הערכה או ניסיון נוסף. - ביצוע בדיקות התכנות לפיתוח המאגר, כולל	כ-4,758 כ-6,078 כ-15,548	כ-714 כ-912 כ-2,332

¹³³ העלות הכוללת לשנים 2012-2013 חושבה בהתאם לדווחי המפעיל לשותפות. כאמור בסעיף 7.10.1 לעיל, השותפות נכנסה החל מיום 11.2.2013 להסכם התפעול המשותף ומאותו מועד החלה לקבל דיווחים פיננסיים מפורטים מהמפעיל, ובהתאם לכך עודכנו נתוני שנת 2012. הסכומים לשנת 2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל ובוקרו במסגרת הדוחות הכספיים.

¹³⁴ העלויות בשנת 2012 לא כוללות עלויות בסך של כ-14,451 אלפי דולר (במונחי 100%) (חלק השותפות כ-2,206 אלפי דולר) ששולמו בשנת 2012 בגין קידוח הניסיון "אפרודיטה A-1" והסקר הסייסמי 2D שהסתיימו בשנים קודמות.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹³³	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
	- מיפוי קרקעית הים, בחינת תוואי צינור אספקה לקפריסין והאפשרות להנזלת גז. - בחינת חלופות פיתוח שונות של מאגר אפרודיטה.	כ-3,707	כ-556
2015 ואילך	- קבלת החלטת השקעת סופית (FID) ופיתוח מאגר אפרודיטה בהתאם למתווה המפורט בסעיף 7.10.11(א)(3) להלן. - בהתאם לתוכנית העבודה המחייבת בנכס הנפט עתידה השותפות לבצע קידוח ניסיון נוסף (מחוץ לגבולות ממצא אפרודיטה) עד ליום 23.10.2015. ככל שלא יתבצע קידוח ניסיון נוסף, תהא רשאית רפובליקת קפריסין לחלט ערבות בסך של 6 מיליון דולר, שהועמדה לטובתה על-ידי המפעילה עבור כלל השותפים בבlook 12. - המשך ניתוח המידע הגיאולוגי והגיאופיזי, ובכלל זה פענוח הסקרים הסייסמיים בכדי לאתר מטרות אפשריות לקדיחה. - הערכות לביצוע קידוחים נוספים בשטח הרשיון.	כ-3,500,000 עד כ-¹³⁵4,500,000 כ-¹³⁶63,000 כ-12,892 כ-6,750	כ-525,000 עד כ-675,000 כ-9,568 כ-1,958 כ-1,025

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

7.10.7 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות בבlook 12

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	15%	15%	100%	ראו תיאור שרשרת ההחזקות בסעיף 7.10.2 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט				לפרטים ראו סעיף 7.10.8 להלן.

¹³⁵ נכון למועד פרסום הדוח, תוכנית הפיתוח כאמור טרם הוגשה לממשלת קפריסין וטרם נבחנה על-ידיה וכן טרם אושרה על-ידי השותפות.

¹³⁶ שותפי בlook 12 ביחד עם ממשלת קפריסין, בוחנים אפשרויות לשינוי תוכנית העבודה המחייבת בקשר עם קידוח הניסיון. בכוונת המפעילה להגיש לממשלת קפריסין בקשה לשינוי תוכנית העבודה המחייבת מכח הסכם הזיכיון טרם חלוף המועד לביצוע קידוח הניסיון הנוסף.

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
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים בנכס הנפט	15.15%-15.6%	15.15%-15.6%	101%-104%	101%-104%	לפרטים ראו סעיף 7.10.9 להלן.

7.10.8 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק

12

בהתאם ל-PSC, רפובליקת קפריסין זכאית לחלק מהגז המופק בהתאם לקצב ההפקה היומי הממוצע של הגז הטבעי, לאחר קיזוז הוצאות פיתוח והפקה שהוציאו בעלי הזכויות בבלוק 12 בשיעור של עד 55% מסך הגז שיופק, ככל שיופק (להלן בסעיף זה: "**הוצאות השותפות**" ו-"**קצב ההפקה**"), בהתאמה¹³⁷. לאור העובדה שחלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12 תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד פרסום הדוח, שכן טרם הסתיימו פעולות הערכת המאגר וטרם גובשה תוכנית פיתוח, הרי שלא ניתן לקבוע נכון למועד פרסום הדוח את השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מבלוק 12. לאור האמור לעיל, מתכבדת השותפות להציג שש דוגמאות תיאורטיות בלבד לאופן חישוב השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות בהכנסות מבלוק 12 כאשר קצב ההפקה היומי הממוצע של גז טבעי עומד על MCF 1,200,000 ו-MCF 150,000, MCF 300,000, MCF 600,000, MCF 900,000 ו-MCF 1,400,000.

למען הסר ספק יובהר, כי הנתונים המובאים להלן הינם בגדר דוגמאות תיאורטיות בלבד, ולפיכך קצב ההפקה בפועל של גז טבעי מבלוק 12 עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בדוגמאות ובהתאם גם חלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק.

כמו כן, במסגרת הדוגמאות להלן, חישוב תמלוג לצדדים שלישיים (דלק אנרגיה וקבוצת דלק) נעשה בהנחה שהתמלוג משולם מתוך חלקה של השותפות (נטו) בנכס הנפט, לאחר חלוקת הגז, שיופק, בין רפובליקת קפריסין לשותפות בהתאם להוראות ה-PSC. יצוין, כי נושא זה טרם נבחן על ידי השותפות והצדדים הזכאים לתמלוג, ועל-כן אין כל ודאות שזה יהיה אופן חישוב התמלוג. במידה ואופן החישוב כאמור יהיה שונה, יקטן השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כאמור בדוגמאות שהוצגו להלן בשיעור של בין 0.11% ל-1.21%.

בנוסף, יצוין כי חישוב התמלוג לצדדים שלישיים נעשה לפני ניכוי "התפוקה המיועדת לכיסוי הוצאות" כאמור בסעיף 7.10.3(ז) לעיל, בדומה לאופן בו מחושב חלקה של רפובליקת קפריסין בגז שהופק. במידה ואופן חישוב תמלוג לצדדים שלישיים בניכוי הוצאות כאמור יהיה שונה, עשוי השיעור המיוחס בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט לגדול.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 150,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹³⁸	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹³⁹	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁰	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט :				
רפובליקת קפריסין	24.75%	24.75%	49.5%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין ראו, סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	75.25%	75.25%	50.50%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	11.29%	11.29%	7.58%	
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 מנכס הנפט) :				
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים	(0.34%)	(1.47%)	(0.98%)	תמלוג על מחלקה של 3% השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.95%	9.82%	6.6%	

137

138

139

140

יצוין, כי הקיזוז ההוצאות כאמור יבוצע באופן שנתי.

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

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

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 300,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴¹	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴²	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴³	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	25.88%	25.88%	51.75%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגולם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין ראו, סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	74.13%	74.13%	48.25%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	11.12%	11.12%	7.24%	
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	(0.33%)	(1.45%)	(0.94%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.79%	9.67%	6.30%	

¹⁴¹ לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁴² לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

¹⁴³ החישוב בוצע בהתבסס על הנחה של הוצאות הפקה בשיעור של 10% מסך הגז שיופק. אין כל וודאות שהוצאות ההפקה יהיו שיעור קבוע מההכנסות.

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 600,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁴	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁵	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁶	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	27.56%	27.56%	55.13%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	72.44%	72.44%	44.88%	
החלק המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	10.87%	10.87%	6.73%	
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	(0.33%)	(1.41%)	(0.88%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה ושיעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשויד בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.54%	9.46%	5.85%	

144

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

145

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

146

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

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 900,000 MCF

פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁷	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁸	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁴⁹	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות תיאורטיות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	28.88%	28.88%	57.75%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגולם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	71.13%	71.13%	42.25%	
החלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	10.67%	10.67%	6.34%	
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	0.32%	1.39%	(0.82%)	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה וביעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.35%	9.28%	5.52%	

147

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

148

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

149

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

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 1,200,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵⁰	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵¹	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵²	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	30.09%	30.09%	60.19%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגולם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	69.91%	69.91%	39.81%	
החלק המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	10.49%	10.49%	5.97%	
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	0.31%	1.36%	0.78%	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשויד בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.18%	9.13%	5.19%	

150

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

151

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

152

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

קצב הפקה יומי ממוצע של גז טבעי בשיעור של 1,400,000 MCF				
פריט	לפני החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵³	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵⁴	לאחר החזר השקעה לצרכי חישוב התמלוגים לצדדים קשורים ולפני החזר השקעה מלא לצרכי חישוב חלקה של רפובליקת קפריסין ¹⁵⁵	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:				
רפובליקת קפריסין	30.94%	30.94%	61.88%	שיעורה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12, מגולם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בבלוק 12 לשלם לרפובליקת קפריסין. לפרטים נוספים אודות שיעורה של הרפובליקה של קפריסין, ראו סעיף 7.10.3(ו) לעיל.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	69.06%	69.06%	38.13%	
החלק המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	15%	15%	15%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	10.36%	10.36%	5.72%	
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	0.31%	1.35%	0.74%	תמלוג על מחלקה של השותפות בשיעור של 3% לפני החזר ההשקעה ובשיעור של 13% לאחר החזר ההשקעה.
השיעור המשויד בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	10.05%	9.01%	4.98%	

153

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

154

לאחר קיזוז הוצאות כאמור בסעיף 7.10.3 לעיל בשיעור של 55% מסך ההכנסות.

155

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

7.10.9 שיעור השתתפות מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות חיפושים

ופיתוח בבלוק 12

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	1%-4%	השיעור בטבלה מתייחס להוצאות חיפושים. סכומים אלה הינם בגין תשלום הוצאות עקיפות של המפעיל והם בנוסף להחזר הוצאות ישירות המשולמות למפעיל. שיעור התשלום למפעיל יורד עם עליית הוצאות החיפושים. טרם נקבע שיעור התשלום בגין הוצאות פיתוח והפקה.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	101%-104%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	15%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	15.15%-15.6%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	15.15%-15.6%	

7.10.10 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפושים ופיתוח בבלוק 12

(באלפי דולר)¹⁵⁶

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ¹⁵⁷	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012	כ-4,454	כ-110
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013	כ-32,953	כ-581

כאמור בסעיף 7.10.1 לעיל, השותפות נכנסה החל מיום 11.2.2013 להסכם התפעול המשותף ומאותו מועד החלה לקבל דיווחים פיננסיים מפורטים מהמפעיל, ובהתאם לכך נתוני שנים 2011-2012 עודכנו. לרבות עלויות שבגינן אינם משולמים תשלומים למפעיל.

156

157

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ¹⁵⁷	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל (מעבר להחזר הוצאותיו הישירות)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014	כ-6,608	158

7.10.11 משאבים מותנים ומנובאים בבלוק 12

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ושהוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), נכון ליום 30.9.2014, חלק מהמשאבים של גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה¹⁵⁹ שבשטח בלוק 12 הוכחו על-ידי קידוח "אפרודיטה A-1" וקידוח "אפרודיטה A-2", 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 כמויות¹⁶⁰

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 30.9.2014, 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 ¹⁶¹ (Gross)		סה"כ גז בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.0	2.2	0.0	14.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A
0.0	11.5	0.2	79.6	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	14.9	0.2	96.5	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.4	233.8	2.6	1558.4	האומדן הנמוך	חולות C

¹⁵⁸ בעקבות ביקורת אשר נערכה בספרי נובל קפריסין על-ידי השותפות, הושבו במהלך שנת 2014 כ-282 אלפי דולר בגין גביית דמי מפעיל ביתר.

¹⁵⁹ יצוין כי מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רשיון 370/ישי (להלן: "רשיון ישי") אשר מצוי בשטח המים הכלכליים של ישראל.

¹⁶⁰ הטבלה אינה כוללת משאבים המצויים בשטח רשיון ישי.

¹⁶¹ לאור העובדה שחלקה של רפובליקת קפריסין בגז שיופק מבלוק 12 תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד פרסום הדוח, הרי שלא ניתן לקבוע נכון למועד פרסום הדוח את שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) במשאבים. לפיכך, בטבלה לעיל נכלל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) לפני ניכוי חלקה של רפובליקת קפריסין בהתאם להוראות ה-PSC ולפני תשלום תמלוגים.

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ¹⁶¹ (Gross)		סה"כ גז בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
				(Low Estimate)	
0.6	316.9	4.2	2112.4	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.9	410.6	6.0	2737.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	11.7	0.1	77.7	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1U
0.2	88.3	1.2	588.4	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.3	128.4	1.9	856.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	16.5	0.2	109.7	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1L
0.1	65.6	0.9	437.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	81.2	1.2	541.6	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	18.8	0.2	125.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2
0.1	46.4	0.6	309.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	67.2	1.0	448.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) בדוח המשאבים מצוין כי המשאבים מותנים, בין היתר, באישור פרויקט לרבות תוכנית פיתוח וצפי סביר למכירות גז טבעי. 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.

(3) מתווה מוצע לפיתוח מאגר אפרודיטה

א. נכון למועד פרסום הדוח, בוחנים השותפים בבלוק 12, ביחד עם ממשלת קפריסין, אפשרויות במסגרתן תתאפשר אספקת גז טבעי לשוק המקומי בקפריסין ויצוא של גז טבעי בצנרת לשווקים אחרים ובכללם השוק המצרי (השוק המקומי והשוק המצרי יחדיו להלן בסעיף 7.10.11(א)(3) זה: "שוקי היעדי"). לפרטים אודות שוק הגז בקפריסין, ראו סעיף 7.16.2 להלן.

ב. בכוונת השותפים בבלוק 12 להגיש לממשלת קפריסין במהלך המחצית השנייה לשנת 2015 הודעה על הכרזת מסחריות למאגר אפרודיטה מכח הסכם הזיכיון וכן

טיוטת תוכנית פיתוח למאגר אפרודיטה, אשר תכלול תוכנית ראשונית להקמת מתקן הפקה עצמאי צף בשטח מאגר אפרודיטה, בעל יכולת הפקה משוערת של כ- 800 MMCF ליום (להלן בסעיף 7.10.11(א)(3) זה: "המתקן הצף") ומכירה של גז טבעי בנקודת היציאה של המתקן הצף והולכתו בצנרות ימיות, אל שווקי היעד (להלן בסעיף 7.10.11(א)(3) זה: "מתווה תוכנית הפיתוח").

ג. לפי הערכה ראשונית של המפעילה, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות התכנות טכנו-כלכליות, לרבות ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), העלות המשוערת של מתווה תוכנית הפיתוח, ללא עלות בניית הצנרות אל שווקי היעד, מוערכת בסכום של כ-3.5 עד כ-4.5 מיליארד דולר (במונחי 100%). יודגש כי עלות זו כוללת את עלות רכישת המתקן הצף, אולם בכוונת השותפים לבחון אפשרות לחכור את המתקן הצף לתקופת ההפקה מהמאגר או לחלק ממנה באופן שיפחית משמעותית את עלויות הפיתוח הראשוני.

ד. גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר אפרודיטה כפופים, בין היתר, לאישור התוכנית כאמור על-ידי ממשלת קפריסין ושותפי בלוק 12, קבלת רשיון הפקה מכוח הסכם הזיכיון, ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), הסדרים מסחריים לפיתוח הצנרות, חתימה על הסכמים לאספקת גז טבעי והתקיימות התנאים המתלים באותם הסכמים, אישורים רגולטורים וכן ביצוע הסדרים מימוניים. יצוין, כי הסכמי אספקה לשווקי היעד עשויים להיות מותנים, בין היתר, בחתימה על הסכמי מסגרת בין-ממשלתיים בין קפריסין למצרים.

יצוין, כי בראשית חודש מרץ 2015 התקשרו שותפי בלוק 12 ובכללם השותפות עם חברות ממשלתיות מקפריסין וממצרים, במזכר הבנות לא מחייב לביצוע בדיקות טכניות בקשר עם מתווה הנחת צנרת להולכת גז טבעי ממאגר אפרודיטה למצרים.

ה. להערכת המפעילה התקציב הדרוש עד לסוף שנת 2016 לצורך גיבוש תוכנית הפיתוח והגעה לשלב של קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח מאגר אפרודיטה,

עומד על כ-140 מיליון דולר (במונחי 100%) (להלן בסעיף 7.10.11(א)(3) זה: "**תקציב הביניים**"). כמו כן, נשקלת האפשרות לביצוע קידוח הערכה נוסף וכן ביצוע מבחני הפקה במחצית השנייה של שנת 2016 שיהוו חלק מתוכנית הפיתוח המאושרת בתקציב משוער של כ-160 מיליון דולר (במונחי 100%). יובהר כי תקציב הביניים יאושר רק בכפוף לאישור מתווה תוכנית הפיתוח על-ידי ממשלת קפריסין, שנכון למועד פרסום הדוח טרם התקבל.

ו. על פי מתווה תוכנית הפיתוח ובכפוף, בין היתר, לאישור ממשלת קפריסין של תוכנית הפיתוח במחצית הראשונה של שנת 2015, ולהתקיימות התנאים המתלים המפורטים לעיל, המועד המתוכנן לתחילת אספקת גז טבעי ממאגר אפרודיטה הינו במחצית הראשונה של שנת 2020.

ז. יודגש כי תוכנית הפיתוח המוזכרת לעיל, לרבות הערכת התקציב, תקציב הביניים ולוח הזמנים הינם ראשוניים בלבד, וזאת היות וטרם הושלמו, בין היתר, הבדיקות הטכנו-כלכליות, התכנון ההנדסי המלא (FEED), וגיבוש ההסדרים המסחריים והמימוניים של הפרויקט.

ח. כמו כן, השותפים בבלוק 12 בוחנים במקביל אפשרויות נוספות לפיתוח מאגר אפרודיטה, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים הישראלי, לרבות מאגר לווייתן ומאגר תמר.

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

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

(ב) משאבים מנובאים

(1) נתוני כמויות¹⁶²

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 30.9.2014, המשאבים המנובאים של גז טבעי וקונדנדט במאגר אפרודיטה, הינם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross) ¹⁶³		סה"כ בנכס הנפט (Gross)		ההסתברות	מטרה
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF		
0.0	0.9	0.0	6.2	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות A
0.0	1.9	0.0	12.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	2.3	0.0	15.1	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	5.2	0.1	34.8	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות C
0.0	7.1	0.1	47.2	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.0	9.2	0.1	61.2	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	18.0	0.2	119.9	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1U
0.1	63.7	0.8	424.8	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	87.9	1.3	586.0	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	23.8	0.3	158.6	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D1L
0.1	54.9	0.7	365.7	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.2	75.6	1.1	504.3	האומדן הגבוה (High Estimate)	
0.0	8.5	0.1	56.6	האומדן הנמוך (Low Estimate)	חולות D2
0.0	25.2	0.3	168.3	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	
0.6	258.0	3.8	1719.9	האומדן הגבוה (High Estimate)	

(2) דוח המשאבים הוכן על בסיס סקר סייסימי 3D שבוצע בשנת

2009 על-ידי Petroleum Geo-Services ושעיבודו הושלם בשנת

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

162

163

2013 (להלן: "הסקר התלת-מימדי"), על בסיס נתונים שנאספו בקידוחי "אפרודיטה A-1" ו-"אפרודיטה A-2" שבשטח מאגר אפרודיטה, ובקידוח "Aphrodite-2" שבשטח רשיון ישי וכן במאגרים דומים בעולם.

(3) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

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

תא השבר המרכזי (Central)

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

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

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

תא השבר הדרום מערבי

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

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

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

(4) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך קשורים בהוכחת ממצא מסחרי וכלולים, 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 7.33 להלן.

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

תא השבר המרכזי (Central)

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

תא השבר הדרום מערבי

מטרה	שלמות המלכודת	איכות המאגר	איכות המקור	תזמון ונדידה	סה"כ
חולות A	100	70	100	100	70
חולות C	100	95	100	100	95
חולות D1U	100	90	100	100	90
חולות D1L	100	80	100	100	80
חולות D2	100	95	100	100	95

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

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

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

(1) ההערכות ביחס למשאבים המותנים לא הותאמו לשקף סיכוני פיתוח;

(2) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם;

(3) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות סביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים לא ידוע לה על חבות אפשרית הקשורה לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם;

(4) המשאבים המתוארים בדוח המשאבים מצויים באתר שלא פותח, ועל כן ההערכה מבוססת על אומדני גודל מאגר ויעילות הפקה (Recovery Efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גיאולוגיים ומאפייני מאגר דומים.

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

(1) כאמור, מאגר אפרודיטה מצוי ברובו המכריע בשטח המים הכלכליים של קפריסין, ובמיעוטו בשטח רישיון ישי אשר בשטח המים הכלכליים של ישראל. בעקבות הסכם חילופי מידע בין ממשלות ישראל וקפריסין, נמסרו לנובל קפריסין, באמצעות ממשלת קפריסין, נתונים שנאספו בקידוח "Aphrodite-2" שבשטח רישיון ישי, ואשר נקדח בתא שבר אחר של מאגר אפרודיטה, המצוי אף הוא ברובו בשטח המים הכלכליים של קפריסין.

(2) הנתונים מקידוח "Aphrodite-2" הם אלו המחוללים את השינויים העיקריים שבדוח המשאבים הנוכחי, שעיקרם סיווג מחדש של משאבים, שבעבר הוגדרו כמנובאים, כמותנים, גידול בשיעור של כ-12% בכמויות הכלליות (מנובאים ומותנים) של משאבי גז טבעי וקונדנסט במאגר אפרודיטה, ועלייה בסיכויי ההצלחה לקיומם של המשאבים המנובאים שנותרו כעת בסיווג זה במאגר.

(3) כמות משאבי הגז הטבעי והקונדנסט הכוללת במאגר אפרודיטה (משאבים מנובאים ומותנים) עלתה בתרחיש הנמוך בכ-23% ובתרחיש הגבוה בכ-1%. בתרחיש הטוב ביותר חלה עליה של כ-12% מכ-TCF 4.05 וכ-8.1 מיליון חביות קונדנסט בדוח המשאבים הקודם, לכ-TCF 4.54 וכ-9 מיליון חביות קונדנסט בדוח המשאבים הנוכחי. צמצום הטווח בין התרחיש הגבוה והתרחיש הנמוך מקובל עם התקדמות תכנית ההערכה של המאגר. הגורמים העיקריים לשינויים אלו נובעים מעליה באומדן נפחי סלע המאגר (Gross Rock Volume), ועליה באומדן ערכי הרוויה בגז, וזאת בהסתמך על ניתוח עדכני של הסקר הסייסמי והלוגים משלושת קידוחי המאגר ("אפרודיטה A-1", "אפרודיטה A-2" ו-"Aphrodite-2").

(4) קידוח "Aphrodite-2", אשר נקדח בתא השבר המרכזי, הוכיח המצאות גז בשכבות חולות A ו-C, ולפיכך המשאבים בחולות אלו, שסווגו בדוח המשאבים הקודם כמנובאים, מסווגים כעת כמותנים. בסך הכל, כמות המשאבים המותנים במאגר עומדת בדוח המשאבים הנוכחי על כ-TCF 3.48 באומדן הטוב ביותר, לעומת כ-TCF 1.78 בדוח המשאבים הקודם. כמות המשאבים המנובאים במאגר עומדת בדוח המשאבים הנוכחי על כ-TCF

0.99 באומדן הטוב ביותר, לעומת כ-TCF 2.27 בדוח המשאבים הקודם.

(5) מאחר שבקידוח "Aphrodite-2", אשר נקדח בשולי תא השבר המרכזי, נמצאו חולות D השונים (D1U, D1L, D2) רטובים (קרי, רוויים במים) נותרו המשאבים בחולות אלו, בחלק העיקרי של תא שבר זה (קרי, במעלה המבנה), בסיווג של מנובאים. בנוסף, נותרו עדיין משאבים מנובאים בתא השבר הדרום-מערבי. אומדן סיכויי ההצלחה למציאת משאבים מנובאים ברחבי המאגר עודכן אף הוא, אך לא באופן מהותי (בתא השבר הדרום מערבי עלה אומדן סיכויי ההצלחה בחולות D1L מ-70% ל-80% וביתר החולות האומדנים נותרו זהים. בתא השבר המרכזי נאמדו בדוח המשאבים סיכויי ההצלחה למציאת גז בחולות D1U, D1L ו-D2 בכ-95%, לעומת 90%, 70% ו-95% בדוח הקודם, בהתאמה).

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 וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו (אם יופקו) בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת ט' דוח משאבים מותנים ומנובאים של בלוק 12 שהוכן על-ידי NSAI נכון ליום 30.9.2014 הכולל את הסכמתה להכללתו

בדוח זה. נכון ליום 31.12.2014, לא חל כל שינוי בפרטים אשר הובאו בדוח הנ"ל.

הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 18.3.2015 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו, נמסרו כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management (2007) Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצת העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

7.11 פעילות שהופסקה

להלן טבלה המרכזת נכסי נפט עיקריים שהוחזרו, הועברו או פקעו בשנים 2011-2014 :

שם הנכס	מועד פקיעת הזכות	סיבת הפקיעה
רשיון 337/אביה (להלן: "רשיון אביה")	31.12.2011	פקע. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.29.2 להלן.
רשיון 361/רות D (להלן: "רות D")	29.2.2012	פקע. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.29.1 להלן.
רשיון 368/אלון E (להלן: "אלון E")	1.3.2012	פקע. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.29.1 להלן.
רשיון 338/קרן (להלן: "רשיון קרן")	31.3.2012	פקע. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.29.2 להלן.
רשיון ערן	14.6.2013	פקע. לפרטים נוספים, ראו הערת שוליים מס' 7 לעיל.
רשיון 365/אלון B רשיון 369/אלון F רשיון 358/רות A רשיון 359/רות B	1.9.2013	פקעו. ביום 3.10.2013 הגישה השותפות ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את הרשיונות כאמור. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקיים דיון וטרם נתקבלה החלטה משר האנרגיה לערעור כאמור.

7.12 מוצרים7.12.1 גז טבעי

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

ככלל ניתן להוביל גז טבעי באמצעות צנרת או לחלופין ניתן להנזילו (קרי, להופכו לנוזל) על-ידי קירורו לטמפרטורה של 161 מעלות צלסיוס מתחת לאפס. הקירור כאמור מקטין את נפח הגז פי 600, קרי: מ-600 יחידות נפח של גז בלחץ אטמוספרי מתקבלת יחידת נפח אחת של גז נוזלי. את הגז הנוזלי ניתן לאחסן ולהוביל בכמויות גדולות ולמרחקים גדולים באמצעות מיכליות ייעודיות.

לפרטים אודות משק הגז המקומי לרבות התפתחויות ושינויים בו, ראו סעיף 6 לעיל וכן לפרטים אודות האפשרות לייצוא הגז הטבעי ומכירתו בשוק הבינלאומי, ראו סעיף 7.14.2 להלן.

7.12.2 קונדנסט

במהלך הפקת הגז הטבעי מפרויקט תמר השותפות מפיקה קונדנסט, שהינו תוצר טבעי של תהליך העיבוי של גז טבעי ונגרם כתוצאה מהפרשי הלחץ והטמפרטורה השוררים במאגר לבין אלו השוררים בפני השטח. לקונדנסט נדרש טיפול מינימאלי (ייצוב) בכדי להעבירו ללקוחות השותפות ומשמש בעיקר כחומר גלם בייצור תזקי קי נפט. יצוין, כי כמות הקונדנסט שתופק תיגזר באופן ישיר מכמות הגז הטבעי שתופק מפרויקט תמר.

7.13 לקוחות

7.13.1 שוק מקומי: נכון למועד פרסום הדוח, מספקת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר גז טבעי לחברת החשמל, ללקוחות תעשייתיים, ליצרני חשמל פרטיים וכן לחברות שיווק של גז טבעי, וקונדנסט בעיקר לפז זיקוק אשדוד, כמפורט בסעיפים 7.13.4 ו-7.13.6 להלן.

7.13.2 ייצוא: נכון למועד פרסום הדוח, השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר ו/או לוותן, לפי העניין, חתמה על הסכמים ומכתבי כוונות לא מחייבים לייצוא גז טבעי, כמפורט בסעיף 7.13.5 להלן.

7.13.3 לשותפות תלות בחברת החשמל וביטול ההסכם שנחתם בינה לבין שותפי תמר או אי קיומו ישפיע באופן מהותי על פעילות השותפות והכנסותיה העתידיות. הכנסות השותפות מחברת החשמל היוו כ-55% מסך הכנסותיה בשנת 2014, כ-66% מסך הכנסותיה בשנת 2013, וכ-68% מסך הכנסותיה בשנת 2012. יתרת הכנסות השותפות בשנת 2014 הינה מיצרני חשמל פרטיים, לקוחות תעשייתיים וחברות שיווק של גז טבעי. להערכת השותפות, הכנסותיה מחברת החשמל יהוו בממוצע כ-39% מסך הכנסותיה בחמש

השנים הקרובות. יחד עם זאת, ככל שיורחב מעגל הלקוחות של השותפות, בשוק המקומי והבינלאומי, תפחת התלות בחברת החשמל. לפרטים בדבר הסכמי השותפות עם חברת החשמל, ראו סעיפים 7.13.4(א) ו-7.13.4(ב) להלן.

7.13.4 התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי

להלן טבלאות המציגות את ההסכמים למכירת גז טבעי בהם התקשרה השותפות, נכון למועד פרסום הדוח:

(א) הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט ים תטיס¹⁶⁴

מחיר הגז	האם נקבע מנגנון Take Or ¹⁶⁶ Pay	יתרה לאספקה נכון ליום 31.12.2014 (BCM)	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	תקופת אספקת ¹⁶⁵ הגז	תאריך חתימה	
מורכב ממרכיב קבוע ומרכיב משתנה שנקבע בהתאם לנוסחה המתבססת על מחיר הברנט (Brent) וכולל מחיר "רצפה", ללא "מחיר תקרה" ¹⁶⁹ .	כן	¹⁶⁸ (-)	כ-1.2	החל מחודש יוני 2011 ועד לסוף שנת 2016 ¹⁶⁷	20.5.2011	בתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז")
בחלק מההסכמים מחיר הגז מתבסס על מחיר המזוט או הברנט (Brent). חלק מההסכמים כוללים מחיר "רצפה" וחלקם כוללים מחיר "תקרה". בהסכם אחד נקבע מחיר אשר ברובו קבוע והיתר צמוד לתעריף ייצור החשמל.	כן	כ-2.3	כ-6.5	ההסכמים צפויים להסתיים במהלך השנים 2016-2022	2004-2012	לקוחות נוספים ¹⁷⁰

¹⁶⁴ נכון למועד פרסום הדוח, שותפי תמר מספקים גז טבעי ללקוחות פרויקט ים תטיס, וזאת בהתאם למתווה מכירת הגז המפורט בסעיף 7.4.4(ה) לעיל.

¹⁶⁵ בחלק מההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות המירבית הכוללת הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

¹⁶⁶ מנגנון Take Or Pay קובע כי החברה התחייבה לרכוש או לשלם בגין כמות מינימאלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם.

¹⁶⁷ או עד למועד בו תצרוך את הכמות שסוכמה בהסכם מיום 25.11.2012.

¹⁶⁸ במסגרת הסכם הפשרה מיום 25.11.2012 סוכם בין הצדדים, כי סכום של כ-25 מליון דולר אשר שולם על-ידי בז"ן עבור גז שלא סופק לה בפועל, ישמש כתשלום עבור גז שבז"ן תצרוך החל ממועד הזרמת הגז ממאגר תמר ועד לתום תקופת ההסכם. נכון למועד פרסום הדוח, סכום זה נוצל במלואו על-ידי בז"ן.

¹⁶⁹ החל ממועד הזרמת הגז מפרויקט תמר (30.3.2013), תשלם בז"ן עבור כמויות שתצרוך לפי מחיר שנקבע בהסכם לאספקת גז טבעי בין בז"ן ושותפי תמר, כמפורט בסעיף 7.13.4(ב) להלן.

¹⁷⁰ כולל לקוחות נוספים עימם התקשרו שותפי ים תטיס בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מהן בשנים 2013 ו-2014 היוו פחות מ-10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה ואשר ההכנסות מהן בשנת 2015 צפויות להוות פחות מ-10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

(ב) הסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר¹⁷¹

	האם ההסכם בתוקף במועד פרסום הדוח	מועד תחילת אספקה	תקופת אספקת הגז הבסיסית ¹⁷²	האם קיימת אפשרות הארכה בהתאם להסכם האספקה על-ידי הלקוחות	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	הצמדת המחיר	היקף כספי כולל כפי שהוערך במועד חתימת ההסכם (100%) (מליוני דולר) ¹⁷³	היקף כספי לפי הכמות המינימאלית (TOP) (100%) (מליוני דולר) ¹⁷⁴
חברת החשמל ¹⁷⁵	כן	החלה האספקה ברבעון הראשון של שנת 2013	15 שנים ¹⁷⁶	אפשרות בשנתיים נוספות לכל להארכה	כ-82.5 או כ-99 בהנחת מימוש האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך חברת החשמל, כקבוע בהסכם האספקה.	מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ¹⁷⁷	כ-14,000 או כ- 23,000 בהנחת מימוש האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך חברת החשמל, כקבוע בהסכם האספקה.	כ-9,200 בהנחה כי האופציה להגדלת כמויות גז אותן תצרוך חברת החשמל החל משנת 2020 לא תמומש
בז"ן ¹⁷⁸	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ¹⁷⁹ .	רבעון שני של שנת 2013	7 שנים ¹⁸⁰	אפשרות בשנתיים נוספות לכל להארכה	כ-5.8	המחיר מוצמד ברובו למחירי הברנט (Brent) והיתר צמוד לתעריף ייצור החשמל ¹⁸¹ .	כ-1,300	כ-75 עד כ- 925 ¹⁸²

יצוין, כי הלקוחות עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ-10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויים להוות פחות מ-10% מהכנסות השותפות בשנה אמורה, חולקו לקבוצות בהתאם לבסיס הצמדת המחיר שנקבע בהסכמים לאספקת גז.

במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת להלן, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם. ההיקף הכספי הכולל המוערך מבוסס על הערכת שותפי תמר של כמויות הגז שתרכשנה על-ידי הרוכשת (ולא על הכמויות המינימאליות שהרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם עבורן, מקום בו נקבעה כמות כאמור) ושל מחיר הגז במהלך תקופת האספקה.

מבוסס על כמויות הגז המינימאליות לגביהן קיימת התחייבות לרכישה או לתשלום עבורן (Take or Pay), תחת ההנחה כי האופציה להפחתת כמויות הגז המינימאליות לגביהן קיימת התחייבות לרכישה או לתשלום עבורן תמומש, ולהערכת שותפי תמר, נכון ליום 31.12.2014, של מחיר הגז במהלך תקופת האספקה.

לפירוט אודות ההסכם עם חברת החשמל, ראו סעיף 7.13.4 (ד) להלן.

מתום תקופת ההרצה של פרויקט תמר.

לפרטים נוספים ראו סעיף 7.13.4 (ד)(3) להלן.

אספקת כמות הגז בהסכם מותנית בהגדלת יכולת האספקה של פרויקט תמר.

נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

ממועד סיום תקופת ההרצה של פרויקט תמר.

נכון למועד פרסום הדוח, קיימת מחלוקת בין שותפי תמר לבין הלקוחות עימם נחתמו הסכמים למכירת גז הכוללים הצמדה לתעריף ייצור החשמל, בנוגע להצמדת מחיר הגז בגין כמויות שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015. מחלוקת זו נוצרה עקב החלטת רשות החשמל מיום 22.7.2013 לפצל את תעריף ייצור החשמל האחיד שהיה קיים עד לאותו מועד למספר תעריפים שונים. נכון ליום 31.12.2014, הסכום הכולל הנתון במחלוקת, עומד על כ-66 מיליון דולר (100%) (חלק השותפות כ-10.3 מיליון דולר). יצוין כי ביום 21.1.2015 פורסמה החלטת רשות החשמל על עדכון תעריפי הייצור (אשר נכנס לתוקף ביום 1.2.2015) במסגרתה צומצמו במידה ניכרת הפערים בין תעריפי הייצור השונים.

הרף העליון הינו תחת ההנחה כי הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4 (ג) לעיל, יבוצע באופן שיאפשר אספקת גז טבעי בכמות של כ-15-16 BCM לשנה לשוק המקומי.

היקף כספי לפי הכמות המינימאלית (TOP)(100%) ¹⁷⁴ (מליוני דולר)	היקף כספי כולל כפי שהוערך במועד חתימת ההסכם(100%) ¹⁷³ (מליוני דולר)	הצמדת המחיר	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	האם קיימת אפשרות הארכה בהתאם להסכם האספקה על-ידי הלקוחות	תקופת אספקת הגז הבסיסית ¹⁷²	מועד תחילת אספקה	האם ההסכם בתוקף במועד פרסום הדוח	
כ-2,700 עד כ- ¹⁸⁶ 5,700	כ-16,900	במרבית ההסכמים ההצמדה הינה לתעריף ייצור החשמל ¹⁸⁵ והיתר צמוד למודד המחירים לצרכן האמריקאי. בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה וכולל "מחיר רצפה".	כ-72.5	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של עד שנה נוספת או שנתיים נוספות לצריכת הכמות המירבית הכוללת.	15-17 שנים למעט הסכם אחד לתקופה בת שנתיים	2017-2013	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ¹⁸⁴ .	יצרני חשמל פרטיים ¹⁸³
כ-10 עד כ- ¹⁸⁹ 160	כ-200	במרבית ההסכמים ההצמדה הינה למחירי הברנט (Brent) והיתר לדלקים נוזליים. בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת הצמדה ו-"מחיר רצפה".	כ-1	בהסכמים לא קיימת אפשרות להארכתם.	7 שנים	אפריל-אוקטובר 2013	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ¹⁸⁸ .	לקוחות תעשייתיים ¹⁸⁷
כ-10 עד כ- ¹⁹² 220	כ-300	בכל ההסכמים ההצמדה הינה למחירי הברנט (Brent). בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת הצמדה ו-"מחיר רצפה".	כ-1.5	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של שנה נוספת ובחלקם לא קיימת אפשרות להארכתם.	5-7 שנים	2013-2015	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ¹⁹¹ .	חברות לשיווק של גז טבעי ¹⁹⁰

¹⁸³ כולל מספר יצרני חשמל פרטיים עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להוות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

¹⁸⁴ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

¹⁸⁵ לפרטים נוספים ראו הערת שוליים מס' 181 לעיל.

¹⁸⁶ הרף העליון הינו תחת ההנחה כי הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל, תבוצע באופן שיאפשר אספקת גז טבעי בכמות של כ-15-16 BCM לשנה לשוק המקומי. כולל מספר לקוחות תעשייתיים עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להוות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

¹⁸⁸ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

¹⁸⁹ הרף העליון הינו תחת ההנחה כי הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל, תבוצע באופן שיאפשר אספקת גז טבעי בכמות של כ-15-16 BCM לשנה לשוק המקומי. כולל מספר חברות לשיווק של גז טבעי עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

¹⁹¹ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

¹⁹² הרף העליון הינו תחת ההנחה כי הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל, תבוצע באופן שיאפשר אספקת גז טבעי בכמות של כ-15-16 BCM לשנה לשוק המקומי.

(ג) פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי

תמר

(1) בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה (להלן: "**הכמות המינימאלית**"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.

(2) בהסכמים בהם תקופת האספקה הבסיסית ארוכה מ-7 שנים למעט ההסכם עם חברת החשמל, ניתנה לכל אחת מהרוכשות אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, כך שזו תעמוד על 50% מהכמות השנתית הממוצעת שצרכה בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "**האופציה**"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה הנ"ל בהודעה, שתינתן למוכרים במהלך תקופה שתחל בראשית השנה החמישית למועד ההפעלה המסחרית או ביום 1.1.2018 (לפי המאוחר מביניהם) ותסתיים בתום השנה השביעית למועד ההפעלה המסחרית או ביום 31.12.2020 (לפי המאוחר מביניהם). הודיעה הרוכשת האמורה על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בתום שנה ממועד מתן ההודעה.

(3) בכל ההסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו מתחילת חודש אוקטובר 2012, התחייבו שותפי תמר לפעול להגדלת קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של פרויקט תמר באמצעות הקמת מתקנים נוספים, לרבות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ומאגר מרי B לצורך אחסון של גז טבעי מפרויקט תמר, והכל בהיקפים ובתנאים שנקבעו בהסכמי האספקה (להלן בסעיף זה: "**פרויקט ההרחבה**"). ביצוע פרויקט ההרחבה כפוף, בין היתר, לקבלת האישורים הנדרשים לפי כל דין. כמו כן, נקבע כי אספקת הגז במשך תקופת ביניים שתחל במועד, אשר הוגדר בהסכם האספקה ועד למועד השלמת פרויקט ההרחבה (להלן: "**תקופת הביניים**"), תהיה כפופה, בין היתר, לכמויות הגז שתהיינה זמינות למוכרים באותה העת, לאחר אספקת

הגז ללקוחות של פרויקט ים תטיס וללקוחות אחרים של פרויקט תמר בהתאם למנגנונים שנקבעו בכל אחד מהסכמי האספקה האמורים. בכל ההסכמים האמורים במשך תקופת הביניים לא תחול ההתחייבות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל. להערכת השותפות, תקופת הביניים תחל בשנת 2015 ותסתיים עד לתום שנת 2017 במקרה בו פרויקט ההרחבה יבוצע בתחנת הקבלה באשדוד במתכונתו המלאה ובכפוף לקבלת כל האישורים הדרושים לביצועו.

(4) בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי תמר לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט תמר או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

פרטים נוספים אודות הסכם אספקת הגז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל (ד)

(1) על פי ההסכם קיימת לחברת החשמל אופציה להגדלת הכמות החוזית הכוללת לכ-BCM 99 (להלן בסעיף זה: "האופציה"). האופציה מתייחסת לשתי תקופות כמפורט להלן: (א) עד ליום 15.4.2013 תוכל חברת החשמל לממש את האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך עד לסוף שנת 2019. ביום 11.4.2013, הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר על החלטתה לממש את האופציה כאמור עד סוף שנת 2019; (ב) עד ליום 15.4.2015 תוכל חברת החשמל לממש את האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך מתחילת שנת 2020 ועד לתום תקופת ההסכם, וזאת בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם¹⁹³. במקרה של מימוש האופציה ידרשו המוכרים לפעול להתקנת מתקנים נוספים באופן שיאפשר להגדיל את קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של הגז מפרויקט תמר וזאת בכפוף, בין היתר, לקבלת האישורים הנדרשים לפי כל דין. המוכרים התחייבו להקים את המתקנים הנוספים כאמור בתוך תקופה של ארבע שנים ממועד קבלת כל האישורים הנדרשים כאמור.

(2) הכמות המינימאלית לחיוב הינה בכמות שנתית המחושבת כדלקמן: כ-BCM 3.5 לשנה בחמש השנים הראשונות ממועד ההפעלה המסחרית, וכ-BCM 2.5 לשנה ביתרת תקופת החוזה, או כ-BCM 5 לשנה בתקופה בה הוגדלה הכמות עקב מימוש האופציה (אם וככל שתמומש) (בכפוף להתאמות בהתאם להיקף מכירת הגז של שותפי

¹⁹³ לפרטים נוספים בקשר עם מועד מימוש האופציה כאמור, ראו סעיף 7.26.2(ד) להלן.

תמר והיקף ייצור החשמל של חברת החשמל). ההסכם כולל הוראות לעניין חישוב והתאמת הכמות המינימאלית לחיוב ובכלל זה בנסיבות של כח עליון או של אי אספקה על ידי המוכרים.

(3) מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה המבוססת על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), בתוספת 1% לשנה עד שנת 2019 ובהפחתת 1% לשנה משנת 2020 ואילך. מחיר הגז בגין יחידה אחת של MMBTU בשנת 2011 חושב על-פי מחיר בסיס של 5.042 דולר. ביחס לכמויות הגז הטבעי שתצרוך חברת החשמל במסגרת האופציה הקבועה בהסכם להגדלת הכמות השנתית המירבית, יחושב המחיר לפי הצמדה של 30% למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ללא הוספה או הפחתה של 1% לשנה כאמור לעיל.

(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 משמעותי לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם) מפרויקט תמר או ממועד תום 3 חודשים מתחילת ההזרמה מפרויקט תמר (קרי: 30.6.2013), לפי המוקדם. במועד ההתאמה הראשון (לאחר 8 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה).

(5) חברת החשמל או כל אחד מהמוכרים יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתה בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. חברת החשמל והמוכרים הסכימו שלא לממש כל זכות שעשויה להיות להם לסיים את ההסכם בהתאם לכל דין, אלא ביחס להפרות משמעותיות או נמשכות של הוראות מהותיות של ההסכם ורק לאחר מתן תקופה של 120 יום לצד המפר (אלא אם כן נקבעה תקופה קצרה יותר בהסכם) לתיקון ההפרה.

(6) על-פי ההסכם, המוכרים נדרשים לפצות את חברת החשמל ככל שזרימת הגז מפרויקט תמר תתעכב מעבר למועד האחרון שנקבע בהסכם, וזאת למשך התקופה ובסכומים הקבועים בהסכם. כמו כן, נקבע כי אם המוכרים לא יספקו את כמויות הגז שהוזמנו על-ידי חברת החשמל בהתאם להוראות ההסכם ואי האספקה הינה בכמות העולה על שעורי הסטייה המותרים על-פי ההסכם, אזי יפצו

המוכרים את חברת החשמל בדרך של אספקת גז בחודש העוקב במחיר מופחת בכמות שלא סופקה. כמו כן, קובע ההסכם הפרות מיוחדות שבגינן ישולמו פיצויים בשיעורים גבוהים יותר. בהסכם נקבעו גבולות לאחריות כל אחד מהצדדים בגין הפרת חלק מהוראות ההסכם בשיעורים הקבועים בהסכם.

(7) המוכרים פועלים יחדיו ביחס לנושאים כגון פיתוח המאגר, מתקני המוכרים והפקת הגז, הובלתו ואספקתו בהתאם להסכם. יחד עם זאת, נקבע כי אף הוראה בהסכם לא תפורש כיוצרת אחריות הדדית בין המוכרים וכל מוכר יהא אחראי כלפי חברת החשמל אך ורק ביחס לחלקו בזכויות הנפט בקשר עם אחריות שתנבע מההסכם. על אף שחברת החשמל רשאית להזמין כמויות גז באמצעות הודעה אחת שתומצא למתאם מטעם המוכרים, הכמות שתיחשב כמוזמנת מכל מוכר תהא חלקו של כל מוכר מהכמות המוזמנת הכוללת.

(8) אספקת הגז על-פי ההסכם הינה על בסיס שעתי עם כמות מקסימלית לשעה, בהתאם למנגנונים ולפרוצדורות המפורטים בהסכם.

(9) מסירת הגז נעשית בנקודת החיבור למערכת ההולכה הארצית של נת"ג"ז, בסמוך למתקן הקבלה הקבוע בחוף אשדוד או בכל נקודת חיבור אחרת שתוסכם בין הצדדים.

(10) הגז הטבעי שיסופק בנקודת המסירה בהתאם להסכם צריך לעמוד בספציפיקציות הקבועות בהסכם. לחברת החשמל זכות לסרב לקבל גז לא תקני עד שהליקוי יתוקן. כל מחלוקת בין הצדדים הנוגעת לאיכות הגז תופנה (לבקשת צד כלשהו) למומחה לשם הכרעה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל ביחס להיקפים הכספיים הכוללים של הסכמי האספקה המפורטים בסעיף 7.13.4(א)-(ב) לעיל, כמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, ותחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בכל אחד מהסכמי האספקה (ככל שאלו טרם התקיימו), אי קבלת אישורים רגולטוריים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי כל אחת מהרוכשות האמורות, מחירי הגז שיקבעו בהתאם לנוסחאות הקבועות בהסכמי האספקה, תעריף ייצור החשמל, שער חליפין דולר-שקל (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מחירי הברנט (ככל שרלבנטיים להסכם האספקה), מדד המחירים האמריקאי (U.S CPI) (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), ביצוע והשלמת הרחבת האספקה מפרויקט תמר (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), הקמת והפעלת תחנות הכח ו/או מתקנים אחרים של הרוכשות

(ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושן וכיוצ"ב.

7.13.5 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"). NBL הינה חברת בת בבעלות מלאה (בשרשור) של Noble Energy Inc., אשר הינה בעלת השליטה בנובל, המפעילה של פרויקט תמר.

בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר, חתמה NBL על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab Potash Company ו-Jordan Bromine Company (להלן יחד בסעיף זה: "הרוכשות"), לפיו תרכושנה הרוכשות מ-NBL גז טבעי שישמש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן בסעיף זה: "הסכם האספקה").

במסגרת הסכם NBL-תמר התחייבו שותפי תמר לספק ל-NBL גז טבעי לצורך מכירתו על-ידי NBL לרוכשות במסגרת הסכם האספקה בתנאי Back to Back (דהיינו: שותפי תמר יהיו אחראים לקיום התחייבויות NBL על-פי הסכם האספקה וכן יהיו זכאים לכל ההכנסות נטו שיגיעו ל-NBL מכוחו).

על-פי הסכם האספקה (אשר כאמור שותפי תמר אינם צד ישיר לו), התחייבה NBL לספק לרוכשות גז טבעי בהיקף כולל של עד כ-BCM 1.8. האספקה על פי הסכם האספקה צפויה להתחיל במהלך שנת 2016 וצפויה להימשך כ-15 שנה. נכון למועד פרסום הדוח, מנהלת NBL מגעים עם הרוכשות להגדלת כמויות האספקה היומיות והשנתיות על בסיס הסכם האספקה הקיים.

במסגרת הסכם האספקה נקבע כי עד אשר תושלם הרחבה של יכולת האספקה מפרויקט תמר, אשר תאפשר אספקת גז לרוכשות על בסיס מחייב (firm basis) במשך כל השנה, או עד למועד פיתוחם של מאגרים נוספים שישמשו לאספקת גז לרוכשות, אספקת הגז לרוכשות בחודשי שיא הצריכה (תקופה של 4-6 חודשים בשנה) תתבצע בכפוף לכמויות הגז שתהיינה זמינות מפרויקט תמר באותה העת לאחר אספקת הגז ללקוחות בישראל.

הרוכשות התחייבו לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה.

מחיר הגז שנקבע בהסכם האספקה מוצמד ברובו למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה".

שותפי תמר מעריכים כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל-NBL מכוח הסכם תמר-NBL (אשר יסופק במסגרת הסכם האספקה לרוכשות) עשוי להסתכם בכ-500 מיליון דולר, וזאת בהתבסס על כך שהרוכשות יצרכו את הכמות החוזית הכוללת ובהתבסס על הערכת שותפי תמר לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם והרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר.

יובהר כי ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתירכשנה בפועל על-ידי הרוכשות ומחירי הברנט בעת המכירה.

הסכם תמר-NBL והסכם האספקה כוללים מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים השונים מהגופים הרלוונטיים בישראל וירדן, וכן חתימה על הסכם הולכה בין NBL לבין נתג'ז בנוסח המקובל על NBL והרוכשות.

נכון למועד פרסום הדוח, כל צד רשאי לבטל את הסכם תמר-NBL במתן הודעה מוקדמת בת 14 יום.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל, לרבות ביחס להיקף הכספי הכולל של הסכם תמר-NBL והסכם האספקה, כמות הגז הטבעי שתירכש על-ידי NBL ותימכר לרוכשות ומועד תחילת האספקה, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם האספקה, כולם או חלקם, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי הרוכשות, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט, רכישת הכמויות הנוספות על-ידי NBL ממקורות אחרים עקב היעדר יכולת אספקה מפרויקט תמר וכיוצ"ב.

(2) ביום 5.5.2014 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב בין שותפי תמר לבין חברת UFG (להלן בסעיף זה: "**מכתב הכוונות**"), במסגרתו הצדדים אישרו את כוונתם לנהל משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר ל-UFG, לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים (להלן בסעיף זה: "**ההסכם המחייב**"). נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים נמצאים בשלבים מתקדמים לקראת השלמתו וחתימתו של ההסכם המחייב. חתימה על הסכם מחייב ו/או מימושו

כפופים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן.

מכתב הכוונות כולל מספר תנאים מסחריים לעסקה המוצעת, אשר ישמשו כבסיס לניהול משא ומתן על תנאי ההסכם המחייב. ההיקף המשוער של ההסכם המחייב הינו לאספקה של כ-4.5 BCM לשנה, במשך תקופה של 15 שנה. נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים בוחנים אפשרויות להגדלת היקף האספקה השנתי הקבוע במכתב הכוונות כאמור באופן משמעותי וזאת מבלי להגדיל את הכמות המירבית הכוללת במכתב הכוונות כאמור. לפרטים נוספים בנוגע להרחבת יכולת האספקת מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.4(ג) לעיל.

אספקת הגז תתבצע בנקודה שתיקבע בגבול המים הכלכליים בין ישראל למצרים. מחיר הגז שנקבע במכתב הכוונות דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס בעיקרו על הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכן כולל "מחיר רצפה".

יובהר כי מכתב הכוונות איננו מחייב והעסקה כאמור לעיל תהיה כפופה להשלמת המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב. נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים מעריכים כי ההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) יהיה כפוף למספר תנאים מתלים, לרבות קבלת כל האישורים הנדרשים מהרשויות בישראל ובמצרים.

יודגש כי לצורך ביצוע ההסכם האמור, אם וככל שייחתם, יידרש לשותפי תמר, בין היתר, אישור ליצוא גז טבעי ממאגר תמר. לפרטים בדבר החלטת הממשלה לעניין מגבלות על יצוא גז טבעי מישראל בכלל וממאגר תמר בפרט ראו סעיף 7.25.5 להלן.

ככל שייחתם הסכם מחייב, שותפי תמר יידרשו להרחיב את יכולת ההפקה של פרויקט תמר. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.4.4(ג) לעיל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע לצפי לחתימת הסכם מחייב, תנאי ההסכם המחייב וכמויות הגז הטבעי שעשויות להיכלל במסגרתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של הסכם מחייב, וכי ההסכם המחייב ייחתם בתנאים המתוארים לעיל או בתנאים אחרים.

(3) ביום 17.3.2015 חתמו שותפי תמר על הסכם לאספקת גז טבעי

מפרויקט תמר לדולפינוס¹⁹⁴ (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**") באמצעות צינור הגז הקיים המופעל על-ידי חברת EMG לשווק בלעדי ללקוחות במצרים (להלן: "**צינור EMG**"). דולפינוס תהיה אחראית להולכת הגז מאשקלון למצרים באמצעות צינור EMG.

אספקת הגז לדולפינוס במסגרת ההסכם צפויה להתבסס על כמויות הגז העודפות שיעמדו לרשות שותפי תמר (על בסיס מזדמן - interruptible) מפרויקט תמר במשך תקופה של 7 שנים. בהסכם נקבע כי שותפי תמר יציעו לספק לדולפינוס כמות מצטברת מינימאלית של 5 BCM (להלן: "**הכמות המצטברת המינימלית**") במשך 3 שנים הראשונות של ההסכם, בכפוף למגבלת כמות יומית של עד MMBtu 250,000 ליום ובכפוף למגבלות האספקה של נת"ז.

כל עוד האספקה תהיה על בסיס מזדמן דולפינוס לא תהיה מחויבת לרכישת כמויות מינימאליות, אולם שותפי תמר מעריכים כי דולפינוס תצרוך חלק מהותי מהכמות המצטברת המינימאלית לעיל. בנוסף לכך, נקבע כי היה והצדדים יסכימו בעתיד כי אספקת הגז תהיה על בסיס מחייב, אזי דולפינוס תהיה מחויבת לרכישת כמויות מינימאליות בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם.

מחיר הגז שנקבע בהסכם דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס בעיקרו על נוסחה הכוללת הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) והכוללת "מחיר רצפה".

עוד נקבע בהסכם כי לשותפי תמר תינתן זכות סירוב ראשונה על כל כמות של גז טבעי שדולפינוס תבקש לייבא מישראל למצרים דרך צינור EMG, ואילו שותפי תמר לא ימכרו ויוליכו כמויות נוספות של גז טבעי מפרויקט תמר למצרים דרך צינור EMG ללא הסכמת דולפינוס, הכל בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם.

ההסכם כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים מהרשויות בישראל (לרבות קבלת אישור יצוא), חתימה על הסכם הולכה בין שותפי תמר לבין נת"ז, קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים מהרשויות במצרים וחתימה על הסכם הולכה בין דולפינוס לבין חברת EMG באופן שיאפשר את הולכת הגז למצרים באמצעות צינור EMG.

בכוונת שותפי תמר לפעול לקבלת אישור יצוא בגין הכמויות שתימכרנה לדולפינוס וזאת במסגרת מכסת הגז הטבעי שהותרה

¹⁹⁴ למיטב ידיעת השותפות, הקונה מייצג קונסורציום של צרכני גז לא ממשלתיים תעשייתיים ומסחריים מצריים גדולים, מפיצי גז, ויזמים בראשות ד"ר עלא ערפא.

ליצוא למדינות שכנות כפי שנקבע בהחלטת ממשלה בעניין ועדת צמח, כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן.

שותפי תמר מעריכים כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת הכמות המצטברת המינימלית לדולפינוס (ביחס ל-100% מפרויקט תמר) עשוי להסתכם בכ-1.2 מיליארד דולר, וזאת בהתבסס על כך שדולפינוס תצרוך את הכמות המצטברת המינימלית לעיל ובהתבסס על הערכת שותפי תמר לגבי מחיר הגז הטבעי במהלך תקופת ההסכם. יובהר כי ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתרכשנה בפועל על-ידי דולפינוס ומחירי הברנט בעת המכירה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות השותפות ביחס להיקף הכספי הכולל של ההסכם ולכמות הגז הטבעי שצפויה להירכש מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים, כולם או חלקם, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי דולפינוס, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט וכיוצ"ב.

(ב) פרויקט לויתן

(1) ביום 5.1.2014 נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין השותפות ויתר השותפים בפרויקט לויתן (להלן בסעיף זה: **"המוכרים"**), לבין ל-Palestine Power Generation Company PLC (להלן: **"PPGC"**), לפיו PPGC תרכוש מהמוכרים גז טבעי לצרכי הפעלת תחנת כח ש-PPGC מתעתדת להקים באזור ג'נין בצפון הגדה המערבית (להלן בסעיף זה: **"הסכם האספקה"**).

על-פי הסכם האספקה התחייבו המוכרים לספק ל-PPGC גז טבעי בהיקף כולל של עד כ-4.75 BCM (להלן בסעיף זה: **"הכמות החוזית הכוללת"**).

האספקה על-פי הסכם האספקה צפויה להתחיל עם ראשית האספקה מפרויקט לויתן ולהימשך 20 שנה, או עד אשר PPGC תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם (להלן: **"תקופת ההסכם"**).

ל-PPGC קיימת זכות להפחית את הכמות החוזית הכוללת, שתרכש בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם האספקה.

PPGC התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה.

מחיר הגז שנקבע בהסכם האספקה יוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה".

השותפים בפרויקט לווינתן מעריכים כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי ל-PPGC (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט לווינתן) בתקופת ההסכם (וזאת בהתבסס על הערכת השותפים בפרויקט לווינתן לגבי מחיר וכמות הגז הטבעי שתירכש במהלך תקופת ההסכם), עשוי להסתכם בכ-1.2 מיליארד דולר. במידה והכמות החוזית הכוללת תפחת כאמור לעיל עשוי היקף ההכנסות המצטבר להסתכם בכ-1 מיליארד דולר.

הסכם האספקה כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם אישור הפיתוח של פרויקט לווינתן על-ידי המוכרים, קבלת כל האישורים הרגולטורים והאחרים הנדרשים לפי דין לפיתוח הפרויקט ולייצוא גז ממנו, סגירה פיננסית של מימון הפיתוח של הפרויקט וכן סגירה פיננסית מצד PPGC של מימון הקמת תחנת הכח.

ביום 10.3.2015 הודיעה PPGC לשותפים בפרויקט לווינתן על ביטול מותנה של הסכם האספקה עקב אי התקיימות התנאים המתלים כאמור, ובעיקרם אי קבלת אישור רשות ההגבלים, העיכוב באישור הפיתוח של פרויקט לווינתן ואי קבלת האישורים הרגולטוריים הנוספים הנדרשים לפי דין, כקבוע בהסכם האספקה. הביטול יכנס לתוקף בתוך 30 יום, אלא אם כן עד למועד האמור יתקבל אישור רשות ההגבלים או בתוך 14 יום, אלא אם כן עד למועד זה יתקיימו התנאים המתלים האחרים שנקבעו בהסכם האספקה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות דלעיל, לרבות ביחס להיקף הכספי הכולל של הסכם האספקה וכמות הגז הטבעי שתירכש על-פי הסכם האספקה מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים, כולם או חלקם, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי PPGC, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט וכיוצ"ב.

(2) ביום 27.6.2014 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב בין שותפי לווינתן לבין חברת BG International Limited (להלן: "BG")¹⁹⁵, במסגרתו הצדדים אישרו את כוונתם לנהל משא ומתן על גיבוש הסכם למכירת גז (להלן בסעיף זה: "ההסכם המחייב") מפרויקט לווינתן על ידי

שותפי לווייתן ל-BG, לצורך הזנת מתקן ההנזלה הקיים של BG בעיר אידקו שבמצרים.

מכתב הכוונות כולל מספר תנאים עקרוניים לעסקה נשוא ההסכם המחייב. ההיקף המשוער של ההסכם המחייב הינו לאספקה של כ-7 BCM לשנה לתקופה של 15 שנים.

אספקת הגז הטבעי ל-BG צפויה להתבצע ביציאה מהמתקן הימי הצף להפקה, אחסון ופריקה של גז טבעי מפרויקט לווייתן (FPSO), אשר יחובר בצנרת תת ימית ישירות למתקן ההנזלה כאמור.

על פי מכתב הכוונות, מחיר הגז שיימכר במסגרת ההסכם המחייב ייקבע על בסיס נוסחא שתוסכם בין הצדדים.

יובהר, כי מכתב הכוונות איננו מחייב (למעט התחייבות לבלעדיות לתקופה מסוימת עליה הוסכם במסגרת מכתב הכוונות) והעסקה כאמור לעיל תהא כפופה להשלמה המוצלחת של המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב.

נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים מעריכים כי ההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) יהיה כפוף למספר תנאים מתלים, הכוללים את פיתוח פרויקט לווייתן, המותנה בין היתר, בקבלת החלטת השקעה סופית על ידי כל שותפי לווייתן וכן את קבלת כל האישורים הנדרשים מהרשויות בישראל ובמצרים.

בכוונת הצדדים לפעול להארכת תוקף מכתב הכוונות ככל שידרש באופן שיאפשר השלמת המשא ומתן וגיבוש הסכם מחייב. חתימה על הסכם מחייב ו/או מימוש, כפופים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע לאפשרות חתימת ההסכם המחייב, תנאי ההסכם המחייב וכמויות הגז הטבעי שעשויות להיכלל במסגרתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של ההסכם המחייב, כי ההסכם המחייב ייחתם בתנאים המתוארים לעיל או בתנאים אחרים.

(3) ביום 3.9.2014 חתמה נובל, בשם חברת שיווק שעתידיה לקום (להלן: "חברת השיווק"), על מכתב כוונות בלתי מחייב עם חברת החשמל

למיטב ידיעת השותפות, BG הינה חברת בת של BG Group PLC, חברת גז טבעי מבריטניה העוסקת בחיפוש, הפקה, הנזלה, הובלה, הגזה (regasification) ושיווק של גז טבעי ו-LNG ביותר מ-20 מדינות בעולם.

הלאומית של ירדן, National Electric Power Company Limited (להלן בסעיף זה: "NEPCO" ו-"מכתב הכוונות", בהתאמה). במסגרת מכתב הכוונות אישרו הצדדים כוונתם לנהל משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לווייתן ל-NEPCO בירדן (להלן: "**ההסכם המחייב**").

מכתב הכוונות כולל מספר תנאים מסחריים אשר הצדדים מעריכים כי במסגרתם תתבצע העסקה המוצעת. חברת השיווק, המיועדת להיות המוכרת תחת ההסכם המחייב, תהא אחראית לרכישת הגז מהשותפים בפרויקט לווייתן, ובהם השותפות, ומכירתו ל-NEPCO. ההיקף המשוער של ההסכם המחייב הינו לאספקתה של כמות כוללת של כ-45 BCM במשך תקופה של כ-15 שנה. אספקת הגז תתבצע בנקודה שתיקבע בגבול בין ישראל לירדן. מחיר הגז שנקבע במכתב הכוונות דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס על הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכן כולל "מחיר רצפה".

יובהר כי מכתב הכוונות אינו מחייב והעסקה המוצעת כאמור לעיל תהיה כפופה להשלמת המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) שיהיה כפוף למספר תנאים מתלים, לרבות, קבלת כל האישורים הרגולטורים הנדרשים על ידי הגופים המוסמכים בישראל ובירדן ואישור תוכנית הפיתוח של מאגר לווייתן על ידי שותפי לווייתן.

נכון למועד פרסום הדוח, כל צד רשאי לבטל את מכתב הכוונות במתן הודעה מוקדמת בת 30 יום.

בכוונת הצדדים לפעול להארכת תוקף מכתב הכוונות, ככל שידרש, באופן שיאפשר השלמת המשא ומתן וגיבוש הסכם מחייב. חתימה על הסכם מחייב ו/או מימוש, כפופים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע לאפשרות חתימת ההסכם המחייב, תנאי ההסכם המחייב וכמויות הגז הטבעי שעשויות להיכלל במסגרתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של ההסכם המחייב, וכי ההסכם המחייב ייחתם בתנאים המתוארים לעיל או בתנאים אחרים.

7.13.6 הסכם לאספקת קונדנסט לפז זיקוק אשדוד

ביום 28.11.2012 נחתם בין פז זיקוק אשדוד לבין שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), הסכם לאספקת קונדנסט, על פיו התחייבו המוכרים לספק לפז זיקוק אשדוד קונדנסט במשך תקופה של חמש שנים שהחלה במועד תחילת הזרמת הגז מפרויקט תמר, קרי: 30.3.2013. המחיר שישולם למוכרים בגין הקונדנסט נקבע על-פי מחירי הברנט (Brent) בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה. המוכרים מעריכים כי היקף ההכנסות עשוי להסתכם בכ-30 עד 50 מיליון דולר לשנה (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט תמר).

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות האמורות ביחס להפקת קונדנסט מפרויקט תמר, לכמות אספקת הקונדנסט הצפויה לפז זיקוק אשדוד ולהיקף ההכנסות המצטבר ממכירת קונדנסט לפז זיקוק אשדוד, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, ואין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות שינויים בהיקף, בקצב, ובעיתוי אספקת הקונדנסט מפרויקט תמר וצריכתו על-ידי פז זיקוק אשדוד, מחיר הקונדנסט שיקבע בהתאם להסכם האמור, מחירי הברנט וכיוצ"ב.

7.14 שיווק והפצה

7.14.1 אספקה לשוק המקומי

נכון למועד פרסום הדוח, שותפי תמר לרבות השותפות פועלים לשיווק גז טבעי וקונדנסט לצרכנים פוטנציאליים מעבר ללקוחות הקיימים (ראו סעיף 7.12.2 לעיל) והם מנהלים משא ומתן בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים במשק המקומי במטרה להתקשר בהסכמים מחייבים למכירת גז טבעי מהפרויקט האמור, והכל בכפוף ליכולת האספקה של פרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל. הזרמת הגז הטבעי לחלק מהלקוחות הנוספים עשויה להיות תלויה גם בהשלמתה של מערכת ההולכה הארצית לגז טבעי, אשר בנייתה מבוצעת על-ידי נתג"ז. בנוסף, בכפוף לאישור ההסדר עם הרשות להגבלים עסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן, בכוונת השותפים בפרויקט לוותן לפעול לשיווק גז טבעי לצרכנים פוטנציאליים במשק המקומי.

7.14.2 ייצוא

(א) צנרת

(1) נכון למועד פרסום הדוח, מקדמת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקטים השונים מגעים ו/או משאים ומתנים, בשלבים שונים, בקשר עם ייצוא גז טבעי בצנרת, בהיקפים משמעותיים, לירדן ו/או למצרים ו/או לקפריסין ו/או לטורקיה.

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 (TOP), התחייבות לבניית הצנרת וכיוצ"ב.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בנוגע למגעים ו/או למשאבים ומתנים כאמור, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי המגעים ו/או המשאים ומתנים הנ"ל יבשילו לכדי הסכמי מכירת גז מחייבים ושיתקיימו התנאים הנדרשים לפי כל דין לכניסתם לתוקף של הסכמים כאמור, ככל שייחתמו.

(2) להלן תיאור שווקי היעד המרכזיים האפשריים לייצוא גז טבעי בצנרת מפרויקט תמר ולוויתן¹⁹⁶ –

א. הרשות הפלשתינית – ישראל הינה המקור העיקרי שמספק חשמל לרשות הפלשתינית. עם זאת, הרשות הפלשתינית החלה בתהליך ליצירת יכולת ייצור חשמל עצמאית, וזאת בין היתר באמצעות קידום הקמת תחנות לייצור חשמל, כאשר הראשונה שבהן צפויה להיות תחנת הכח של PPGC, עימה התקשרו שותפי לוויתן בהסכם לאספקת גז טבעי, כמפורט בסעיף 7.13.5(ב) לעיל.

ב. ירדן – ירדן תלויה לחלוטין בייבוא גז טבעי לצרכי הגז של המשק המקומי. למיטב ידיעת השותפות, ירדן חתמה לפני מספר שנים על הסכם לרכישת גז טבעי ממצרים בהיקף של כ- 3 BCM לשנה. עם זאת, לאור הפרעות תכופות באספקת הגז ממצרים לירדן, קיימת חוסר וודאות בנוגע לאספקת גז מצרי בכמות הדרושה למשק הירדני. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד פרסום הדוח, הופסקה לחלוטין אספקת הגז לירדן ממצרים. על מנת לגשר על המחסור בגז טבעי, בחודש ינואר 2015 חתמה ירדן על הסכם לייבוא LNG בהיקף של כ- 3.5 BCM לעלות מעל 1.5 לשנה, לתקופה של 5 שנים. בשנת 2014 עמד הביקוש הפוטנציאלי לגז טבעי בירדן על כ- 3.5 BCM לעלות מעל לכ- 4.5 BCM עד שנת 2020. בשל הקרבה הגיאוגרפית בין ישראל לירדן, תידרש השקעה מועטה יחסית לצורך חיבור מערכת ההולכה של נתג"ז לרשת ההולכה הירדנית.

¹⁹⁶ המידע האמור נערך על-ידי השותפות, בין היתר, בהתבסס על נתוני חברות ייעוץ שונות.

ג. מצרים – השותפות מקדמת את האפשרות לייצא גז טבעי באמצעות צנרת ימית לשם הזנת מתקני ההנזלה הקיימים במצרים, הפועלים נכון למועד פרסום הדוח בתפוקה נמוכה או שאינם פועלים כלל, וזאת בשל המחסור בגז טבעי במצרים המיועד להזנת המתקנים (Feed Gas). מתקני ההנזלה כאמור הינם בעלי יכולת הנזלה כוללת של למעלה מ-12.2 טון גז נוזלי בשנה (שווה ערך לכ-17 BCM). להערכת השותפות, לצורך הזרמת הגז למתקנים כאמור, תידרש הנחת צנרת ימית חדשה ממתקן הטיפול בפרויקט הרלוונטי ישירות למתקני ההנזלה האמורים. כמו כן, מקדמת השותפות את האפשרות ליצוא של גז טבעי באמצעות הצנרת הקיימת של EMG למשק המקומי במצרים. למיטב ידיעת השותפות, עומדת הפקת הגז העצמית של מצרים על כ-55 BCM לשנה, בעוד שהביקוש המצרפי המצרי עומד על כ-70 עד 75 BCM לשנה. משמעות הדבר היא שישנו פער של כ-20-15 BCM בין היצע הגז המצרי מהפקה עצמית לביקוש לגז.

עם זאת יצוין כי, היקף העתודות המוכחות במצרים מוערכות בכ-65 TCF, ותחזית הרזרבות שלא התגלו מוערך בלמעלה מ-200 TCF. על כן, ככל שתתעכב יכולת הייצוא למצרים ממאגרי תמר ולוויתן, פוחתת הודאות בנוגע לקידום ייצוא גז טבעי ממאגרים אלו למצרים.

ד. טורקיה – צריכת הגז הטבעי בטורקיה עמדה בשנת 2014 על כ-47.8 BCM, וצפויה לגדול לכדי 60 BCM בשנת 2020. טורקיה תלויה לחלוטין בייבוא גז טבעי כמענה לביקוש המקומי שלה לגז טבעי, כאשר כ-58% מהגז הטבעי המיובא על-ידה מקורו ברוסיה, כ-19% מקורו באיראן והיתר מקורם באזרבייג'ן, באלג'יריה וברכש של גט"ן. בכוונת טורקיה לגוון את מקורות האספקה שלה וכן להפוך למדינת מעבר של גז בצנרת למרכז ומערב אירופה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפות בוחנת אפשרות הקמת צינור ימי מישראל לטורקיה ומכירת גז טבעי למשק הטורקי.

ה. קפריסין – נכון למועד פרסום הדוח, קפריסין אינה צורכת גז טבעי כלל. יצוין, כי ביום 14.4.2014 הגישה השותפות יחד עם אבנר ורציו הצעה לאספקת גז טבעי באמצעות צנרת ממאגר לווייתן, במסגרת מכרז, אשר פרסמה ממשלת קפריסין, וזאת בכפוף לקבלת אישור הממונה על ההגבלים. לפרטים נוספים

אודות השוק הקפריסאי ולתנאי המכרז הנ"ל, ראו סעיף 7.16.2 להלן.

(ב) גז טבעי דחוס (CNG) – נכון למועד פרסום הדוח, השותפות מבצעת בחינה ראשונית של האפשרות לייצא גז למדינות באגן הים התיכון באמצעות דחיסת הגז הטבעי (CNG) ושינועו באוניות ייעודיות ליעדים במדינות אלה. בהמשך לאמור לעיל, מנהלת כיום, השותפות מגעים עם גורמים שונים בקשר לפיתוח פרויקטים אזוריים של CNG. יצוין כי בעולם לא קיימים כיום פרויקטים לאספקת CNG באמצעות פלטפורמות ימיות.

(ג) גז טבעי נוזלי (גט"ן)

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות בוחנת אפשרות להנזלת הגז ושינועו במצב נוזלי (גט"ן) במיכליות ייעודיות למדינות שונות אשר בהן ביקושים ותשתית לייבוא גט"ן וכן למדינות אשר בוחנות אפשרות להקמת תשתית לייבוא גט"ן. יצוין, כי בניית מתקן להנזלת גז טבעי הינו פרויקט מורכב ביותר, בין היתר, בשל היקף ההשקעה העצום והצרכים המימוניים המשמעותיים לצד אתגרים טכנולוגיים, תכנוניים, הנדסיים, סביבתיים ומסחריים. השותפות נמצאת במגעים עם גורמים שונים העשויים ליטול חלק בפרויקטים לייצור גט"ן (יבשתיים או ימיים).

מתווה נוסף הנבחן על-ידי השותפות הינו הקמת מתקן הנזלה צף (FLNG) שימוקם בים מעל מאגר הגז על גבי אניה ייעודית תוך שימוש ואינטגרציה של טכנולוגיות הנזלה קיימות ומוכרות. נכון למועד פרסום הדוח, אין בעולם מתקן הנזלה צף פעיל אולם ישנם מתקנים המצויים בתכנון ובהקמה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – יובהר כי טכנולוגית ה-FLNG הינה טכנולוגיה חדשנית הנמצאת עדיין בשלבי פיתוח ואין עדיין ודאות לגבי האמינות, העלויות וההתאמה שלה לפרויקטים של השותפות. יעדיה של השותפות בכל הקשור לגט"ן כמפורט לעיל מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, וככאלו אין כל ודאות כי יתממשו, בין היתר, עקב ההתפתחויות בפרויקטים השונים, ניתוחים כלכליים והנדסיים של פרויקטי הגט"ן השונים, שינויים במצב השוק, שינויים ברגולציה ובחוקי המס, שינויים בסדרי העדיפויות כתוצאה מתוצאות הקידוחים והסקרים שיבוצעו בעתיד וכן עקב אירועים בלתי צפויים ומכלול גורמים הקשורים בפרויקטים השונים. לאור האמור, החלה השותפות בביצוע בדיקות הכוללות, בין היתר, בחינת החלופות הטכנולוגיות-כלכליות השונות להנזלת הגז והתנאים הכלכליים והאחרים בשווקי היעד האפשריים, וזאת על-מנת להגדיר את ההיתכנות הטכנית והאטרקטיביות הכלכלית של חלופות שונות לייצוא של גז טבעי מישראל, וזאת בין היתר בשים לב להתפתחויות שחלו לאחרונה בשוק הגז הטבעי העולמי, ולהתפתחויות שחלו לאחרונה בביקוש לגז טבעי באזורנו.

פרויקט לווייתן – כאמור, נכון למועד פרסום הדוח, בוחנת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן אפשרות להקמתו של מתקן הנזלה צף (FLNG) מעל שדה לווייתן. במסגרת בחינה זו, בוצעה עבודה הנדסית ראשונית שתוצאותיה הראו כי הקמתו של מתקן כאמור אפשרית. לפיכך, בוחנת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, ביצוע תכנון הנדסי מלא (FEED), שיאפשר בסיומו לקבל החלטת השקעה, ככל שיוחלט על כך, להקמתו של מתקן FLNG כאמור. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.5.9(א)(5) להלן. קידום הפרויקט כאמור כפוף לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן.

פרויקט בלוק 12 – נכון למועד פרסום הדוח, אין בכוונת השותפים בבלוק 12 לקדם פרויקט הנזלה של גז טבעי בבלוק 12, וזאת בעיקר לאור חלופות ייצוא אחרות מהפרויקט, כמפורט בסעיף 7.10.11(א)(3) לעיל.

פרויקט תמר – נכון למועד פרסום הדוח, בוצעה עבודה תכנונית-הנדסית ראשונית לצורך בחינה והגדרה של הפרמטרים הנדרשים לתכנון מפורט להקמת מתקן צף להנזלה של גז טבעי (להלן: "**פרויקט FLNG בתמר**"). אולם, נכון למועד פרסום הדוח, אין בכוונת שותפי תמר לקדם את פרויקט ה-FLNG בתמר, וזאת בעיקר לאור מגבלות הייצוא שנקבעו בהחלטה הממשלה, כמפורט בסעיף 7.25.5 וחלופות הייצוא האזוריות מפרויקט תמר.

7.15 צבר הזמנות

7.15.1 להלן צבר ההזמנות של השותפות אשר חושב בהתבסס על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקטי ים תטיס ותמר (אשר הינם בתוקף נכון למועד פרסום הדוח), אותם התחייבו הלקוחות לצרוך או לשלם, בכפוף להנחות העיקריות הבאות: (1) הוספת המדחסים ומערכות עזר נלוות לפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל, תושלם במהלך שנת 2015; (2) האופציה שניתנה לחברת החשמל להגדלת הכמות החוזית הכוללת כמפורט בסעיף 7.13.4(ד)(1) לעיל לא תמומש; (3) האופציות שניתנו ללקוחות שותפי תמר להקטנת הכמות החוזית הכוללת כמפורט בסעיף 7.13.4(ג)(2) לעיל תמומשנה; (4) מועד תחילת אספקת הגז ללקוחות שותפי תמר יהא כמפורט בסעיף 7.13.4(ב) לעיל:

שנה	סך הכנסות (במיליוני דולר)
	נכון ליום 31.12.2014 ¹⁹⁷
2015	כ-180
2016	כ-180
2017	כ-190
2018	כ-190
2019	כ-180
2020	כ-130

שנה	סך הכנסות (במיליוני דולר)
	נכון ליום 31.12.2014 ^{19/}
2021	כ-130
2022	כ-120
2023	כ-130
2024	כ-130
2025	כ-130
2026	כ-100
2027	כ-100

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות השותפות בדבר מועד והיקף ההכנסות הצפויות מצבר ההזמנות הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססות על כמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים לאספקת גז טבעי מפרויקטי ים תטיס ותמר ועל ההנחות המפורטות בסעיף זה, ואין כל וודאות בהתממשותן, וזאת בין היתר, עקב השפעתם האפשרית של מי מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות השותפות כמפורט בסעיף 7.33 להלן.

7.15.2 צבר ההזמנות של השותפות נכון ליום 31.12.2013 בגין שנת 2014 היה בהיקף כספי של כ-220 מיליוני דולר. בפועל הכנסות השותפות מצבר ההזמנות הנ"ל הסתכמו בשנת 2014 לסך של כ-230.1 מיליוני דולר. הפער בין היקף ההכנסה הצפוי בצבר ההזמנות לבין ההכנסות בפועל בשנת 2014 נובע מכך שהיקף המכירות בפועל היה גבוה יותר מכמויות הגז המינימאליות שנקבעו בהסכמים לאספקת גז טבעי מהפרויקטים האמורים.

7.16 תחרות

7.16.1 ישראל

ככלל המכירות בתחום הגז הטבעי מיועדות בראש ובראשונה לשווקים מקומיים, וזאת עקב הבעייתיות בהובלת גז שלא באמצעות צנרת הולכה (הקמת מתקן גט"ן מחייבת עתודות גז בהיקף משמעותי והשקעות כספיות אדירות) ועל-כן התחרות היא עם גופים הפועלים באותם שווקים.

בשיווק של גז טבעי בישראל, פועלת כיום השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר או בפרויקט לווייתן, בכפוף למגבלות שהטיל הממונה על ההגבלים על השותפים בפרויקט לווייתן וכן בכפוף למגבלות על ייצוא גז, כמפורט בסעיף 7.25.5 להלן. כיום שותפי תמר הינם ספקי הגז הטבעי העיקריים למשק המקומי.

יצוין, כי במסגרת פתרון הסוגיות הרגולטוריות בפניהן ניצבת השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן, עשויה השותפות להידרש למכירה חלקית או מלאה של החזקותיה בנכסי נפט שונים לצדדים שלישיים שיהיו מתחרים לפעילותה.

ככל הידוע קבוצת British Gas גילתה מול חופי עזה מאגר גז טבעי, בהיקף הדומה לזה של פרויקט ים תטיס, ויתכן כי תפעל בעתיד על מנת לשווק את הגז הטבעי

למשק המקומי.

להערכת השותפות, בעלי הזכויות בממצאים המסחריים "תמר", "דלית", "לויתן", "כריש" ו-"תנין" (והשותפות בתוכם) צפויים להוות בשנים הבאות ספקים משמעותיים של גז טבעי למשק המקומי.

כמו כן, על-פי תנאי הרשיונות, שהוענקו על-ידי הממונה על ענייני הנפט למספר רב של גופים, אמורים להתבצע בעתיד מספר קידוחי ניסיון. ככל שקידוחים כאמור יבוצעו ויובילו לממצאים של גז טבעי בהיקפים משמעותיים כך תגבר התחרות באספקת גז הטבעי למשק הישראלי.

בנוסף, ובכל הקשור לצריכת גז על-ידי חברת החשמל, נמצאים ספקי גז טבעי בתחרות עם הפחם (המהווה דלק חלופי מזהם אך זול יחסית לייצור חשמל), ועל כן רמת הצריכה ומחיר הגז עשויים להיות מושפעים ממחיר הפחם. מחירי הפחם הנמוכים בעת הזאת, עשויים להשפיע באופן שלילי על היקף צריכת הגז הטבעי על-ידי חברת החשמל.

כמו כן, בינואר 2013 החל יבוא של גז"ן למשק המקומי באמצעות מתקן קבלת גז"ן בחדרה (להלן בסעיף זה: "המתקן"). המתקן מיועד לקלוט מיכלית גז"ן מגוזת, אשר הופכת גז"ן לגז והמכילה כ-140,000 טון של גז"ן שהם כ-BCM 0.084. המתקן הוקם על מנת לאפשר אספקה של גז למשק המקומי בטווח זמן קצר, וזאת לאור המחסור שנוצר בזמנו בעקבות ביטול הסכם אספקת הגז ממצרים עם EMG וכן מייצר לחברת החשמל יתירות אסטרטגית באספקת גז. יודגש, כי עקב מחירו הגבוה של הגז"ן שמסופק למתקן, צריכת הגז"ן הנמוכה יחסית ושימוש עיקרי בגז"ן כדלק גיבוי לחברת החשמל הוא אינו מהווה תחרות ישירה לגז הטבעי אותו השותפות מספקת.

מכירת נפט מוגבלת פחות ללקוחות מקומיים, ויכולה להיעשות בשוק הבינלאומי, ומכאן שהתחרות רחבה יותר אך גם אפשרויות המכירה רבות יותר. עם זאת, הנפט הינו סחורה (Commodity) שמחיריו מוכתבים על-ידי תנודות היצע וביקוש כלל עולמיות, ולכן התחרות עם חברות מפיקות נפט אחרות אינה צפויה להשפיע באופן מהותי על מכירות נפט של השותפות, ככל שתהיינה.

לפרטים אודות האפשרות לשינוי מבני במשק הגז הטבעי, לשם קידום התחרות בישראל, ראו סעיף 7.26.3(ג) להלן.

7.16.2 קפריסין

(א) נכון למועד פרסום הדוח, לקפריסין תלות כמעט מוחלטת בייבוא של מוצרי נפט למיניהם וייצור החשמל בקפריסין מבוסס בעיקרו (כ-90%) על שריפת מוצרים מבוססי נפט כגון דיזל. בנוסף, לקפריסין קשיים בהתחברות לתשתיות האנרגיה באירופה בשל מיקומה הגיאוגרפי. בשנת 2007 הקימה ממשלת קפריסין את חברת הגז הציבורית (להלן: "DEFA"), שאחראית באופן בלעדי על ייבוא, אחסון, שיווק, הובלה, אספקה וסחר של גז טבעי בקפריסין לרבות ניהול מערכת ההולכה והחלוקה של גז טבעי בקפריסין. על-

פי תקנות שהותקנו בשנת 2007 בנוגע למשק הגז הטבעי בקפריסין לחברת הגז האמורה יש בלעדיות ליבוא ושיווק של גז טבעי בקפריסין. ממשלת קפריסין וחברת החשמל הקפריסאית פועלות לקידום החלפת השימוש במוצרים מבוססי נפט לייצור חשמל בשימוש בגז טבעי.

(ב) בנוסף, ביום 14.4.2014 הגישה השותפות יחד אבנר ורציו (להלן יחד בסעיף זה: **"המציעות"**) הצעה לאספקת גז טבעי באמצעות צנרת ממאגר לויתן, במסגרת מכרז, אשר פרסמה ממשלת קפריסין באמצעות DEFA בהיקף של כ-0.7-0.95 BCM בשנה, בשני מסלולים: הראשון, מתייחס לתקופת אספקה שתחל במהלך שנת 2016 ולכל המאוחר במחצית השנייה של שנת 2017 (להלן: **"תחילת תקופת האספקה"**) ותסתיים בסוף שנת 2022 עם אפשרות ל-3 הארכות, כל אחת מהן בשנה נוספת, והאחר, מתייחס לאספקה שראשיתה בתחילת תקופת האספקה וסיומה בסוף שנת 2025 (להלן: **"ההצעה"** ו-**"המכרז"**, בהתאמה).

ההצעה כאמור הינה לאספקת גז טבעי בהתאם ללוח הזמנים המשווער לפיתוח מאגר לויתן וכפופה, בין היתר, להסכמה בין המציעות לבין ממשלת קפריסין על תנאיו של הסכם מחייב לאספקת גז טבעי וזאת לא יאוחר מיום 30.4.2015, וכן למספר תנאים מתלים, שעיקרם סגירה פיננסית של פיתוח פרויקט לויתן ושל הקמת צנרת לקפריסין, קבלת אישורים רגולטורים ומיסויים לשביעות רצון של המציעות, וקבלת אישור האורגנים המוסמכים והאישורים הנדרשים על פי כל דין, ככל שיידרשו.

בהקשר זה יצוין, כי ביום 7.4.2014 הודיע הממונה על ההגבלים לשותפים בפרויקט לויתן, כי ימנע מצעדי אכיפה בעניין שיווק משותף של גז טבעי מפרויקט לויתן לקפריסין, וזאת עד למתן החלטתו הסופית בעניין שיווק משותף מפרויקט לויתן.

נכון למועד פרסום הדוח, נמשכת הבחינה המסחרית של ההצעה והמשא והמתן בין DEFA לבין המציעות.

(ג) כמו כן, יצוין כי, נכון למועד פרסום הדוח, אין בקפריסין שימוש בגז טבעי. עם זאת, בעקבות ממצא "אפרודיטה" נוצר בקפריסין מקור אפשרי של גז טבעי מקומי, ואולם לאור ההשקעות הגדולות הדרושות לפיתוח הממצא ולאור היקפו הקטן של השוק הפוטנציאלי המקומי בקפריסין, נראה כי פיתוח הממצא ואספקת הגז הטבעי לשוק המקומי תלויה ביכולת הרשויות בקפריסין לקדם הקמת תשתיות ייצוא שיצדיקו את פיתוח הממצא ומסחרו.

נכון למועד פרסום הדוח, בהיעדר רגולציה רלבנטית בקפריסין בכל הנוגע למתקני ייצוא של גז טבעי, לא ניתן להעריך כיצד תגלויות נוספות עשויות להשפיע, אם בכלל, על האופן בו ייוצא גז טבעי מקפריסין ועל התחרות, כלל שתפתח, בכל הנוגע לשוק המקומי ולגישה לתשתיות הייצוא.

7.17 עונתיות

7.17.1 בישראל, צריכת הגז הטבעי של חברת החשמל מושפעת, בין היתר, משינויים עונתיים בביקושי החשמל ומתכניות התחזוקה של חברת החשמל. בדרך כלל ברבעון השלישי של השנה (חודשי הקיץ) צריכת החשמל היא הגבוהה ביותר, וחברת החשמל צורכת כמויות גדולות יותר של גז טבעי ברבעון זה. יחד עם זאת, לאור מגבלת ההפקה מפרויקט ים תטיס מהמחצית השנייה של שנת 2011 ועד לסוף הרבעון הראשון של שנת 2013, הושפעה התפלגות הצריכה הרבעונית בתקופה האמורה על-פי מגבלת ההפקה ולא בהתאם לעונתיות. בנוסף, ייצוא הגז הטבעי לשווקים נוספים, הן באמצעות צנרת והן באמצעות גז"ן, צפוי לאפשר הפקה יעילה יותר של הגז הטבעי, תוך ניצול השוני בעונתיות בין שווקי הייצוא השונים.

7.17.2 להלן נתונים אודות התפלגות מכירות הגז הטבעי (במונחי 100% מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר (החל מהרבעון השני לשנת 2013)) לחברת החשמל בשנתיים האחרונות¹⁹⁸:

תקופה	רבעון ראשון (ב-BCM)	רבעון שני (ב-BCM)	רבעון שלישי (ב-BCM)	רבעון רביעי (ב-BCM)
2014	0.95	0.97	1.33	1.06
2013	0.5	1.3	1.45	1.4

7.17.3 יצוין כי, ככל שיתאפשר להוציא לפועל הסכמי ייצוא ובכלל זה ייצוא לירדן ומצרים, כמפורט בסעיף 7.13.5 לעיל, לא צפויה להיות משמעות מהותית לסוגיית העונתיות מפני שבעונות השפל במשק הישראלי צפוי הגז לזרום לשווקים באזור.

7.18 מתקנים וכושר ייצור7.18.1 פרויקט ים תטיס

מעריך ההפקה של פרויקט ים תטיס כולל, בין היתר, פלטפורמת הפקה, המחוברת למספר קידוחים, צינור ימי להולכת גז בקוטר 30 אינץ' באורך של כ-42 ק"מ ומתקן הקבלה הקבוע שבנייתו באשדוד הסתיימה בשנת 2008 (להלן: "**מתקן הקבלה**"). פלטפורמת ההפקה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ-236 מטר באמצעות מגדל (Jacket). הפלטפורמה כוללת, בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול בגז אשר תוכננו ליכולת אספקה של גז בכמות מירבית של עד כ-600 מיליון רגל מעוקב ליום (שווה ערך לכ-6 BCM בשנה). עוד מצויים על הפלטפורמה מחוללים (גנרטורים), מדחסים (קומפרסורים), פתחי התחברות של הצנרת להולכת הגז, ראשי בארות הגז, מקום למכונת קידוח, מנחת מסוקים, מגורי עובדים ומתחם עבודה, מתקן מוגבה לסילוק גז, אנטנות, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה וסידורי אבטחה, מתקני מדידה ומתקנים נוספים הקשורים למערכת ההפקה והטיפול של הפלטפורמה.

¹⁹⁸ הנתונים מתייחסים לכלל מכירת גז טבעי של כל שותפי ים תטיס ושותפי תמר מעוגלים לעשירית BCM.

7.18.2 פרויקט תמר

המתקנים בפרויקט תמר, כוללים, בין היתר: חמישה קידוחים בעלי כושר הפקה כולל של כ-1.25 BCF ליום; מערך פיתוח תת-ימי המרכז את הפקת הגז מהקידוחים כאמור; שני צינורות ימיים בקוטר 16 אינץ' ובאורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, להולכת הגז משדה תמר לפלטפורמת ההפקה; פלטפורמת הפקה הממוקמת כ-2 ק"מ צפונית לפלטפורמת מרי B; שני צינורות נוספים בקוטר 4 אינץ' באורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, להולכת MEG (חומר המונע קפיאה) מפלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים; צנרת בקוטר 10 ו-6 אינץ' להולכת גז ו/או קונדנסט ו/או MEG מפלטפורמת ההפקה למתקן הקבלה וכן צנרת המחברת את פלטפורמת ההפקה לצינור 30 אינץ' הקיים בפרויקט ים תטיס להולכת הגז למתקן הקבלה; כבלי בקרה ושליטה כפולים באורך של כ-150 ק"מ, כל אחד, המחברים את פלטפורמת ההפקה למערך הקידוחים ומאפשרים את השליטה, הפיקוד והבקרה על הפקת הגז הטבעי מהקידוחים וצנרת בקוטר 16 ו-8 אינץ' לפלטפורמת מרי B והציוד הנדרש בפלטפורמת מרי B לצורך החדרת ואחסון גז טבעי וקונדנסט במאגר מרי B, ככל שייתבצע אחסון. פלטפורמת ההפקה מקובעת לקרקעית הים בעומק מים של כ-236 מטר באמצעות מגדל (Jacket). על חלקו העליון של המגדל, הכולט מעל פני הים, מורכבים הסיפונים של הפלטפורמה, המכילים בין היתר, את מתקני ההפקה והטיפול בגז הטבעי. עוד מצויים על פלטפורמת ההפקה מתקני הפרדת נוזלים מהגז הטבעי, אחסון, טיפול ומחזור MEG, מתקני ייבוש הגז (TEG), גנרטורים, מיכלים, משאבות, מדחסי אוויר, מנחת מסוקים, מגורי עובדים, מתקני כיבוי אש, סירות הצלה, מתקני אבטחה ומתקנים נוספים הקשורים למערכת ההפקה והטיפול של הפלטפורמה.

לפרטים אודות הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.4(ג) לעיל.

7.19 הון אנושי

7.19.1 השותפות מנוהלת על-ידי השותף הכללי בהתאם להוראות הסכם השותפות. השותף הכללי מעמיד לרשות השותפות שירותי ניהול הכוללים, בין היתר, מנהלים (הדירקטורים ומנכ"ל השותף הכללי), שירותי חשבונות, הנהלת כספים והנהלת חשבונות. ככלל, עובדי השותפות מועסקים על-פי הסכמי עבודה אישיים. נושאי המשרה ועובדי ההנהלה הבכירה בשותפות מועסקים בתנאים המסוככים עם כל אחד מנושאי המשרה כאמור, והכוללים, בין היתר, שכר חודשי, זכויות לרכב צמוד, טלפון סלולארי, הפרשות לביטוחי מנהלים וקרן השתלמות. לפרטים נוספים אודות תנאי העסקה של נושאי המשרה ועובדי ההנהלה הבכירה האמורים, ראו תקנות 26 ו-26א' לפרק הרביעי לדוח זה.

7.19.2 בשותפות הועסקו נכון ליום 31.12.2013 וליום 31.12.2014 עובדים כדלקמן¹⁹⁹:

מחלקה	מספר עובדים ליום 31.12.2013	מספר עובדים ליום 31.12.2014
הנהלה, מטה וכספים	9 (מתוכם 3 נושאי משרה)	7 (מתוכם 3 נושאי משרה)
מקצועית	6	7 (מתוכם נושא משרה אחד)
סה"כ	15	14

7.19.3 בנוסף למנהלי השותף הכללי ועובדי השותפות כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות עורכי דין, יועצים גיאולוגים ומקצועיים ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש. כמו כן, יצוין כי במסגרת הסכמי התפעול בפרויקטים השונים מפעילת הפרויקטים מעסיקה כוח אדם לצורך ניהול ותפעול הפרויקטים. לא קיימים יחסי עובד מעביד בין העובדים המועסקים על-ידי מפעילת הפרויקטים לבין השותפות ואין לשותפות כל חבות ישירה כלפיהם בגין סיום יחסי עובד מעביד.

7.19.4 תוכנית תגמול עובדים ונושאי משרה בשותפות ו/או בשותף הכללי

(א) ביום 12.11.2012 אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית אופציות פאנטום לנושאי משרה בכירים ועובדים בשותפות ובשותף הכללי (להלן: "האופציות" ו-"התוכנית", בהתאמה).

(ב) על-פי תנאי התוכנית הוענקו 482,625 אופציות ללא תמורה, הניתנות למימוש למענק כספי בסכום השווה להפרש בין מחיר השוק של יחידת השתתפות של השותפות במועד המימוש לבין מחיר המימוש של אופציית הפאנטום אשר נקבע בהתבסס על שער הנעילה של יחידת השתתפות של השותפות בבורסה ביום 11.11.2012 שהינו 12.95 ש"ח למנה הראשונה (כהגדרתה להלן), בתוספת 5% למנה השניה (כהגדרתה להלן). האופציות מבשילות בשתי מנות שוות, כאשר המנה הראשונה מבשילה בתום שנה ושלושה חודשים ממועד ההקצאה והמנה השנייה מבשילה בתום שנה ושלושה חודשים ממועד ההבשלה הראשון.

(ג) בכפוף לתנאי התוכנית, האופציות תפקענה במועד המוקדם מבין המועדים הבאים: (1) סיום יחסי עבודה בשותפות ו/או בשותף הכללי; (2) מוות או אובדן כושר עבודה; (3) תום תקופת המימוש (בתום 6 חודשים לאחר מועד ההבשלה של המנה השנייה); (4) עקב מחיקה ממסחר.

(ד) בקרות כל אחד מהאירועים הבאים ממועד הקצאת האופציות ועד למועד המימוש תיערך התאמה לזכויות המשתתף, ואלה האירועים: שינויים בהון השותפות (פיצול יחידות השתתפות, איחוד יחידות השתתפות, חלוקת יחידות הטבה וכיוצ"ב), מיזוגים ורכישות, חלוקת רווחים והנפקת זכויות.

(ה) על-פי הערכת שווי שקיבלו השותפות והשותף הכללי, הערך הכלכלי של האופציות, נכון ליום 31.12.2014, הסתכם לסך של כ-526.2 אלפי ש"ח, (מתוכם אופציות בשווי של כ-480.1 אלפי ש"ח שהוענקו לנושאי משרה ועובדים בשותפות ויתר האופציות לנושאי משרה ועובדים בשותף הכללי ולנושא משרה בשותף הכללי באבנר²⁰⁰), חושב על-פי מודל בלק-שולס לתמחור אופציות ובהתבסס על ההנחות הבאות: (1) מחיר יחידת השתתפות של 14.31 ש"ח ליום 31.12.2014; (2) מחיר מימוש מותאם של כל אופציה חושב לפי 12.32 ש"ח למנה הראשונה ו-12.97 ש"ח למנה השניה; (3) סטיית תקן בשיעור של 25.6%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 0.3% ו-(5) אורך חיים חוזי של 0.86 שנים.

(ו) ביום 12.11.2012, הוקצו כל האופציות כאמור לנושאי משרה ולעובדים בשותפות ובשותף הכללי.

7.20 חומרי גלם וספקים

בכל פרויקט בו השותפות בעלת זכויות ממונה מפעילה לפרויקט. המפעילה מתקשרת עם קבלנים מקצועיים ובעלי הציוד הנדרש לכל פרויקט ופרויקט. ככלל בישראל אין כיום קבלנים לביצוע קידוחים, סקרים סייסמיים ועבודות פיתוח ותשתית בים מהסוג שמבצעת השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים, ולפיכך מתקשרת המפעילה עם קבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. מתקני הקידוח הימיים וציוד ייעודי אחר נחרכים ומובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם, לסוג הפרויקט ולצרכים המיוחדים 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, ולהיפך. השותפות אינה מתקשרת באופן ישיר עם ספקים או קבלנים מקצועיים וההתקשרות היא בינם לבין מפעילת הפרויקט.

7.21 הון חוזר

7.21.1 הרכב ההון של השותפות

ההון החוזר של השותפות מורכב מצד הנכסים, בעיקר, מיתרות המזומנים, ההשקעות לזמן קצר ויתרות החייבים והלקוחות הנובעות מהעסקאות המשותפות, ואילו מצד ההתחייבויות, בעיקר מיתרות הזכות הנובעות מהעסקאות המשותפות.

7.21.2 עודף בהון החוזר

הסכום שנכלל בדוחות הכספיים (אלפי דולר)	
314,646	נכסים שוטפים
53,399	התחייבויות שוטפות
261,247	עודף הנכסים השוטפים על ההתחייבויות השוטפות

7.22 מימון7.22.1 כללי

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות מממנת את פעילותה בעיקר מהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט ללקוחות פרויקט תמר, מאשראי בנקאי ומהנפקת אגרות חוב לשוק המוסדי בישראל ובחו"ל.

לאור תוכנית הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר, המשך פעילות החיפושים וההערכה ביתר נכסי הנפט של השותפות וההערכות לפיתוח פרויקט לויתן, צפוי כי ידרשו לשותפות אמצעים כספיים משמעותיים לצורך מימון פעילותה, וזאת בהתאם לתוכניות העבודה ולתקציבים, שיאושרו מעת לעת על-פי הסכמי התפעול המשותף החלים על נכסי הנפט הנ"ל. לצורך כך, מתכוונת השותפות לעשות שימוש בעודפי ההכנסות מלקוחותיה, בעודפי המזומנים המצויים ברשותה וכן לנקוט בפעולות המפורטות להלן, ככל שתתאפשרנה ותידרשנה:

(א) השותפות (ביחד עם אבנר) נמצאת במשא ומתן מתקדם עם מספר תאגידים בנקאיים מקומיים ובינלאומיים, לחתימה על הסכמי הלוואות למימון חלקן בעלות פיתוח פרויקט לויתן. הסכמי המימון, בהיקף של 2 מיליארד דולר (מיליארד דולר לכל שותפות), לתקופה של 4 שנים, נועדו לממן את מירב חלק השותפות בעלות פיתוח פרויקט לויתן והיו אמורים להיחתם במהלך הרבעון הראשון של שנת 2015. לאור הודעת הממונה על ההגבלים, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן לא נחתמו הסכמי המימון כמתוכנן. להערכת השותפות, לאחר פתרון סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לויתן, כמפורט בסעיף 7.26.3 להלן, ייתכן ויהיה על השותפות לעדכן את מסמכי ההלוואה ותנאיהם. יצוין, כי אין כל וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאי הסכמי מימון מחייבים, וכי יחתמו הסכמים בתנאים המתוארים לעיל או בתנאים אחרים.

(ב) בהמשך לאמור בסעיף 7.26.3(ג) להלן, באשר לדיונים בקשר לשינויים בהחזקות השותפות במאגרים שונים, במידה והשותפות תממש מהחזקותיה במאגרים שונים, התמורות, נטו (לאחר מס, פרעון אג"ח/הלוואות והתחייבויות רלוונטיות אחרות ככל שיהיו, בין היתר, מכוח הסכם

השותפות) שיתקבלו ממכירת החזקות אלה, ככל שיתבצעו, ישמשו, בין היתר, למימון פעילות השותפות.

(ג) בנוסף, אישרה ביום 11.4.2013 אסיפת בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ביצוע הנפקה של יחידות השתתפות ו/או ניירות ערך המירים ליחידות השתתפות במהלך תקופה של 24 חודשים ממועד אישור האסיפה, בהיקף ובתנאים שייקבעו לפי החלטת השותף הכללי לצורך גיוס סכומים שידרשו לדעת השותף הכללי לטובת מימון פעילותה השוטפת של השותפות, לרבות ביצוע השקעות בנכסי הנפט של השותפות ופירעון התחייבויותיה, ובלבד שתקבע תקרה לפיה תמורת ההנפקה לא תעלה על סך בש"ח השווה ל-125 מיליון דולר.

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. לעניין אי חלוקת חלק מרווחי השותפות לטובת מימון פעולות קידוחים וחיפושים, ראו סעיף 4 לעיל.

7.22.1 ביום 19.5.2014 השלימה חברת בת בבעלות משותפת של השותפות ואבנר הנפקה של אגרות חוב למשקיעים מסווגים בארה"ב, בישראל ובמדינות נוספות בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר. תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי חברת הבת כאמור כהלוואות לשותפות ולאבנר בחלקים שווים ביניהן (היינו – מיליארד דולר לכל שותפות), ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back). לפרטים נוספים ראו ביאור 9 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה) והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון (פרק ב' לדוח זה).

7.22.2 אמות מידה פיננסיות

במסגרת קבלת הלוואות ממקורות בנקאיים ו/או ממקורות לא בנקאיים לא התחייבה השותפות לשמור על אמות מידה פיננסיות.

7.23 מיסוי

לפרטים הנוגעים למיסוי ראו ביאור 19 לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה). סוגיות המס הייחודיות הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות האמורות להכרעתם. כמו כן לגבי חלק מהסוגיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.

7.24 סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

7.24.1 בפעילות חיפושים, פיתוח, הפקה ונטישה של קידוחי נפט או גז הטבעי קיימים סיכונים שונים של נזקים לסביבה, שעשויים לנבוע בין השאר מתקלות בציוד ו/או

בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא. לדוגמא, ראו קידוח "לוויתן 2", כמפורט בסעיף 7.5.4 לעיל.

7.24.2 כפיפות השותפות להוראות הדין ו/או הוראות של רשויות מוסמכות בנושאים

סביבתיים

(א) בישראל חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזלים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשניה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה לפי הוראות הממונה על ענייני הנפט. בנוסף, מלבד הרגולציה הקבועה בדין הישראלי, נקבעה רגולציה נוספת לגבי נושאים סביבתיים גם בתנאי חזקות אשקלון, נועה, תמר, דלית, לווייתן צפון ולווייתן דרום, וכן באישורים להקמה והפעלה של מערכות ההפקה של פרויקטי ים תטיס ותמר. בעת ביצוע קידוח ו/או במסגרת פעילות הפקה של נפט וגז טבעי רוכשת המפעילה ביטוח לכיסוי נזקים לסביבה הנובעים מהתפרצות בלתי מבוקרת של נפט ו/או גז טבעי.

(ב) בחודש דצמבר 2013 פרסם משרד האנרגיה במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים טיוטת הנחיות להערות הציבור, אשר באה להסדיר את ההיבטים הסביבתיים של פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלו נועדו להורות לבעלי זכויות הנפט בים, מהם הפעולות והמסמכים שעליהם להכין במסגרתם פעילותם בשטחי זכויותיהם, וזאת על מנת למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. נכון למועד פרסום הדוח, טרם פורסם נוסח מחייב/סופי.

להנחיות עשויה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות אשר נכון למועד פרסום הדוח לא ניתן לאמוד את היקפה.

(ג) בנוסף להוראות משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, בפעילות עשויה השותפות להיות כפופה להוראות בנושאים סביבתיים שעשויות להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ממשלתיים אחרים לרבות מינהל מקרקעי ישראל.

7.24.3 הליכים משפטיים או מינהליים

נכון למועד פרסום הדוח ולמיטב ידיעת השותפות, לא מתנהל הליך משפטי ו/או מנהלי כנגד השותפות ו/או מי מנושאי המשרה בשותף הכללי ו/או בשותפות בקשר עם השמירה על הסביבה.

7.24.4 מדיניות ניהול סיכונים סביבתיים

לשותפות הפועלת בפרויקטים השונים באמצעות המפעילה 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 ולמניעת תקלות ותאונות.

7.24.5 קפריסין

למיטב ידיעת השותפות, על-פי חוק השפעות סביבתיות בתוכניות ופעולות משנת 2005 (אשר מותאם לדירקטיבה האירופית), דרושה הערכה סביבתית אסטרטגית בקשר עם החלטה ממשלתית על ביצוע תוכניות שעשויה להיות להן השפעה סביבתית. משרד האנרגיה הקפריסאי הסב לחברות העוסקות בתחום (לאחר מכרז) את ההכנה של דוח הערכה סביבתי אסטרטגי בקשר עם פעילות חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי בקפריסין וכן בשטח המים הכלכליים של קפריסין (להלן: "הדוח הסביבתי"). בעל רשיון לביצוע פעולות חיפושים או הפקה מחויב לפעול בהתאם לדוח הסביבתי וכן לבצע סקר סביבתי קודם לביצוע פעולות כאמור בשטח הרשיון.

7.24.6 למיטב ידיעת השותפות, עלויות הקשורות לשמירה על איכות הסביבה כלולות בתקציבי הפרויקטים השונים ומעבר לכך, נכון למועד פרסום הדוח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות.

7.24.7 כמו כן, נכון למועד פרסום הדוח, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות.

7.25 מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

7.25.1 כפיפות הפעילות לחקיקה ספציפית בישראל

חיפושי נפט ו/או גז טבעי (להלן: "נפט") בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט על התיקונים שהוכנסו בו ובתקנות שהותקנו מכוחו.

(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 עניני נפט על-פי החוק, וזכות ייחודית לקדוח קידוחי ניסיון ופיתוח בשטח הרשיון ולהפיק ממנו נפט. ככלל רשיון ניתן

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 השר הממונה על ביצוע החוק, 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)²⁰¹, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימאלי שנקבע בחוק.

(6) כמו כן נקבע בחוק, כי "המנהל" (כמשמעו בחוק) רשאי לבטל זכות נפט או זכות קדימה אם בעל הזכות לא מילא אחר הוראות החוק או תנאי זכות הנפט או ההיתר המוקדם, או שלא פעל בהתאם לתוכנית העבודה שהגיש או איחר בביצועה, או שלא השקיע בחיפושי הנפט את הסכומים שהתחייב להשקיע, וכל זאת על אף התראה בכתב שנמסרה לבעל זכות הנפט או ההיתר המוקדם 60 יום קודם לכן.

(7) המנהל יקיים ספר נפט שיהא פתוח לעיון הרבים (להלן: "**ספר הנפט**"). בספר הנפט יירשמו כל בקשה לזכות נפט, הענקתה, הארכתה, שינוייה או פקיעתה וכן העברתה או שיעבודה של זכות הנפט או של טובת הנאה בה או בדבר הענקתו של כל שטר חכירה. שום עסקה כזאת לא יהא כוחה יפה עד שלא נרשמה כן.

(8) בחוק נקבע כי לא יהיה לאדם אחד יותר משנים-עשר רשיונות, ולא יהיו לו רשיונות על שטח כולל העולה על ארבעה מיליון דונם, אלא באישורה המוקדם של מועצת הנפט.

²⁰¹ לפרטים נוספים לגבי אופן חישוב התמלוגים למדינה, ראו סעיף 7.28.13 להלן.

(ב) תקנות הנפט, תשי"ג-1953 (להלן: "תקנות הנפט")

תקנות הנפט עוסקות, בין היתר, בהיתרים מוקדמים וזכויות קדימה, ברשיונות ובחזקות (להלן ביחד: "הזכויות") וקובעות את אופן הגשת בקשות לקבלת זכויות, הגשת דוחות, אגרות שיש לשלם, תנאים לגבי צורת השטח, הוראות בענין מתן זכויות בדרך של תחרות והוראות בענין תשלומי תמלוגים בהתאם לחוק הנפט.

(ג) תקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט והפקתו בים), תשס"ו-2006(להלן: "תקנות הים")

תקנות הים קובעות הוכחת כשירות של המבקש זכויות נפט בים או של קבלן המיועד לביצוע עבודות מסויימות כמפורט בתקנות הים בהתאם לסוג הזכות המבוקשת (קבלן - מי שמבצע עבור בעל זכות נפט תוכניות עבודה או מתכנן ומפקח פיקוח עליון על ביצוע תוכניות עבודה). בין היתר, נדרש ניסיון קודם בביצוע מיפוי סייסמי בים, בביצוע קידוח בים בעומקים שונים והכל בהתאם למפורט בתקנות הים. כן נקבע בתקנות הים כי על מבקש זכויות בים, להוכיח להנחת דעת הרשות המוסמכת, איתנות כלכלית למימון העלות המשוערת של ביצוע תוכנית העבודה.

(ד) חוק משק הגז הטבעי

חוק משק הגז הטבעי והתקנות שהותקנו מכוחו קובעות הוראות בדבר אופן הקמת מערכות להולכה, שיווק ואספקת גז טבעי הכוללות בין היתר את ההוראות המפורטות להלן.

(1) חוק משק הגז הטבעי קובע, בין היתר, כי 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 גט"ן;
- הקמה והפעלה של מתקן אחסון.

(2) חוק משק הגז הטבעי קובע כי רשיון הולכה יינתן רק לחברה שהתאגדה בישראל לפי חוק החברות, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות").

(3) בחוק משק הגז הטבעי נקבע, בין היתר, כי לא יעסקו במכר ושיווק של גז טבעי בעל רשיון הולכה, ספק חשמל וכן מי שעוסק בישראל בזיקוק נפט בשיעור העולה על עשרה אחוזים מכלל כמות הנפט המזוקקת בישראל.

(4) בהתאם לחוק משק הגז הטבעי, העיסוק במכר ובשיווק של גז טבעי אינו טעון רשיון אולם ניתן שיקול דעת לשר בהתקיים התנאים

הקבועים בחוק משק הגז הטבעי לקבוע, בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת הכלכלה של הכנסת, כי לתקופה שיקבע, עיסוק בשיווק גז טבעי, יהיה טעון רשיון.

(5) ביקש אדם לקבל יותר מרשיון אחד, רשאי השר, בהתייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי, להתנות את הרישיונות בתנאים, לרבות בתנאי שהפעילות על-פי כל רשיון תתנהל בחברה נפרדת ובאופן שתהיה הפרדה ניהולית וכספית בין החברות, ורשאי הוא להתנות כאמור בכל עת גם לאחר מתן הרישיונות.

(6) רשיון אחסון ורשיון גט"ן יינתנו על-פי מכרז או על-פי הליך פומבי אחר ואולם השר רשאי, בהסכמת שר האוצר ובהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי שמונתה לפי סעיף 63 לחוק משק הגז הטבעי (להלן: "**מועצה לענייני משק הגז הטבעי**"), להחליט כי רשיון אחסון או רשיון מתקן גט"ן יינתן, בלא מכרז או הליך פומבי כאמור, לבעל רשיון הולכה. על אף האמור, רשאי בעל חזקה, כל עוד החזקה בתוקף, לאחסן גז שהופק על-ידו במאגר שבשטח החזקה. על אף האמור בסעיף זה לעיל, השר רשאי לתת לבעל חזקה, בלא מכרז או הליך פומבי אחר וכל עוד החזקה בתוקף, רשיון לאחסון גז שלא הופק על-ידו במאגר שבשטח החזקה; תקופת הרשיון תיקבע בו ולא תעלה על יתרת תקופת החזקה. השר רשאי להורות לבעל חזקה, כל עוד החזקה בתוקף, לתת לאחרים שירותי אחסון במאגר שבשטח החזקה ולקבוע את תנאי מתן השירותים, לאחר שנתן לבעל החזקה הזדמנות להשמיע את טענותיו; ניתנה הוראה כאמור, יראו את בעל החזקה כבעל רשיון אחסון ויחולו עליו ההוראות לפי חוק משק הגז הטבעי.

(7) בחוק משק הגז הטבעי נקבעו הגבלות על עיסוק נוסף של בעל רשיון אולם השר רשאי לתת לבעל רשיון היתר לעסוק בעיסוקים נוספים, אם ראה שאין בכך כדי לפגוע בפעילויותיו על-פי הרשיון או בפיקוח על מילוי חובותיו לפי חוק משק הגז הטבעי, ורשאי הוא, לאחר שנתן לבעל הרשיון הזדמנות להשמיע את טענותיו, להתנות את ההיתר כאמור בתנאים.

(8) נקבע בחוק משק הגז הטבעי כי תקופת רשיון לא תעלה על 30 שנים, ואין להאריכה, אולם אין בהוראה זו כדי למנוע מבעל הרשיון להשתתף במכרז שייערך למתן הרשיון החדש. על אף האמור לעיל, רשאי השר שלא להגביל בזמן רשיון חלוקה, ואם הגבילו בזמן רשאי הוא להאריך את תקופת תוקפו או לבטל את הגבלת הזמן ולהתנות ברשיון תנאים לגבי כל החלטה כאמור.

- (9) השר, בהתייעצות עם מנהל רשות הגז הטבעי, רשאי לקבוע ברשיון תנאים להבטחת מטרותיו של חוק משק הגז הטבעי ולקיום הוראות לפיו, לרבות תנאים שיש לקיימם לפני תחילת הפעילות נושא הרשיון.
- (10) השר, בהסכמת שר האוצר, רשאי לקבוע ברשיון שניתן על-פי מכרז חובת תשלום תמלוגים או דמי רשיון לאוצר המדינה, ודרכי חישובם ותשלומם, ואם דבר מאלה היה נושא להצעות במכרז – בהתאם לתוצאות המכרז; השר, בהסכמת שר האוצר ובאישור ועדת הכלכלה של הכנסת, רשאי לקבוע חובת תשלום תמלוגים על בעל רשיון שרישיונו לא ניתן על-פי מכרז.
- (11) מנהל רשות הגז הטבעי, בהתייעצות עם המועצה לענייני משק הגז הטבעי ובאישור השר, ולאחר שנתן לבעל הרשיון הזדמנות להשמיע את טענותיו, רשאי לבטל בכל עת רשיון, אם התקיים אחד מאלה: (1) בעל הרשיון לא גילה לועדת המכרזים או לשר מידע שנדרש לגלותו בקשר להשתתפות במכרז או לבקשת הרשיון, או שמסר מידע לא נכון, והכל בענין מהותי; (2) בבעל הרשיון התקיים סייג מן הסייגים לקבלת הרשיון או חדל להתקיים בו תנאי מתנאי הכשירות הנדרשים לפי חוק משק הגז הטבעי או לפי תנאי הרשיון, והדבר לא תוקן בתוך תקופה שמנהל רשות הגז הטבעי קבע בהודעה ששלח לבעל הרשיון; (3) ניתן צו לפירוקו של בעל הרשיון או שמונה לו כונס נכסים והצו או המינוי לא בוטל בתוך תקופה שמנהל רשות הגז הטבעי קבע בהודעה ששלח לבעל הרשיון; (4) בעל הרשיון לא קיים הוראה לתיקון ליקויים או לביצוע פעולות שניתנה לו לפי סעיף 72 לחוק משק הגז הטבעי (הודעה על ליקויים) או הפר הוראה מהותית ברשיון וההפרה אינה ניתנת לתיקון, ואם ההפרה ניתנת לתיקון לא תיקנה בתוך התקופה שקבע מנהל רשות הגז הטבעי או הממונה על הבטיחות שמונה לפי סעיף 61 לחוק משק הגז הטבעי בהודעה ששלח לבעל הרשיון; (5) בעל הרשיון הפר, הפרה נמשכת, הוראה לפי חוק משק הגז הטבעי או ברשיון או תנאי ברשיון; (6) התקיימה עילה אחרת שנקבעה ברשיון כעילה לביטולו.
- (12) רשיון או כל חלק ממנו אינו ניתן להעברה, לשעבוד או לעיקול, בכל דרך שהיא.
- (13) בעל רשיון חייב לתת את שירותיו, באמצעות מיתקני הגז שהקים ובהתאם לקיבולתם, לכל צרכן ולכל מי שמבקש להיות צרכן, בהתאם לתנאי רישיונו. השירותים יינתנו בלא הפליה.
- (14) תעריפים שיגבה בעל רשיון, וכל עדכון שלהם, ייקבעו בידי המועצה לענייני משק הגז הטבעי, בהתאם לכללים שייקבעו ברשיון, ולעניין פעילות שהרשיון לגביה ניתן על-פי מכרז, תקבע המועצה לענייני משק

הגז הטבעי את התעריפים לפי תנאי המכרז; המועצה לענייני משק הגז הטבעי רשאית לקבוע אמות מידה או הוראות בענין הרמה, הטיב והאיכות של השירותים שעל בעל רשיון לתת לצרכניו, ולהבטחתם ברציפות במשך תקופת הרשיון.

(15) נקבע בחוק משק הגז הטבעי כי גז שימכור ספק גז טבעי ליצרן חשמל פרטי כהגדרתו בחוק משק החשמל, תשנ"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.

(16) חוק משק הגז הטבעי מאפשר לשר, באישור הממשלה, להורות לחברה ממשלתית הרוכשת למעלה ממחצית כמות הגז הטבעי העוברת בתקופה שיחליט עליה, במערכת ההולכה, לרכוש גז טבעי מבעל חזקה שיורה. הוראה כאמור תכלול התייחסות לתקופת ולכמות שיירכשו מבעל החזקה וכן למחיר ולתנאי הרכישה שיהיו זהים למחיר ולתנאים בהם החברה רוכשת או יכולה לרכוש גז טבעי מספקים אחרים באותה תקופה.

(ה) היתרים ורשיונות למתקני פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר

(1) במסגרת פיתוח פרויקט ים תטיס, קיבלו שותפי ים תטיס היתרים ורשיונות מכוח חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי הדרושים לצורך הקמת והפעלת מערכת ההפקה ומערכת ההולכה מפלטפורמת ההפקה ועד לתחנת הקבלה.

(2) בנוסף, במסגרת תוכנית פיתוח פרויקט תמר, קיבלו שותפי תמר אישור להקמת אסדה קבועה להפקת גז טבעי ונפט וכן אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר שלפיו, שותפי תמר חויבו, בין היתר, להגיש ערבויות בסכום של 100 מיליון ש"ח (במונחי 100%)²⁰².

יצוין, כי ביום 27.6.2013 הגישה השותפות יחד עם יתר שותפיה בחזקת תמר, ערעור לשר האנרגיה, בו נטען כי אין סמכות לממונה על ענייני הנפט להוציא אישור הפעלה כאמור, וכי השר מתבקש, בין היתר, להורות על ביטול הוראה שנכללה באישור הפעלה, העוסקת בהפקת ערבות כאמור. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטה בעניין.

²⁰² שותפי תמר המציאו ערבות בסך של 35 מיליון דולר להבטחת ההתחייבות האמורה וכן להבטחת תנאי שטר חזקת תמר.

הנחיות הממונה על ענייני הנפט וטיוטת תקנות הנפט (העברת זכויות נפט), התשע"ב-2011 (להלן: "טיוטת תקנות להעברת זכויות נפט" ו/או "טיוטת תקנות")

מעת לעת מפרסם הממונה על ענייני הנפט הנחיות להגשת בקשות לדיון במועצת הנפט, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) בהנחיות שפרסם הממונה על ענייני הנפט ביום 9.3.2010 באשר להגשת בקשות לדיון במועצת הנפט מס' 2/10 (להלן: "הנחיות מרץ 2010"), נקבע כי בנוסף לפרטים ולמסמכים הנדרשים בהתאם לחוק הנפט ולתקנות על-פיו, על הבקשות לקבלת זכויות נפט לכלול, בין היתר, פרטים נוספים ו/או לעמוד בתנאי סף נוספים, שעיקריהן מפורטים להלן:

- (1) תכנית עבודה עם לוח זמנים לביצוע;
- (2) הערכת עלות ביצוע;
- (3) הרקע המקצועי של המבקש יכול לכל הפחות אחד בעל השכלה באחד התחומים הבאים: גיאולוגיה, גיאופיסיקה, חיפושים, הנדסת קידוחים, הנדסת מאגרים והנדסת הפקה, וניסיון בתחום של 10 שנים לפחות וכן מפעיל (חברה או קבוצה) בעל ניסיון בניהול ובביצוע פרויקט אחד לפחות בתחום חיפושים או הפקה נפט או גז בהיקף של 10 מיליון דולר - לזכות ביבשה, ו-100 מיליון דולר - לזכות בים;
- (4) פרוספקט לקדיחה בשטח המבוקש (בבקשה לרשיון בלבד);
- (5) הוכחת איתנות כלכלית כמפורט להלן:

א. בקשה לרשיון או להיתר מוקדם עם זכות קדימה ביבשה – מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה בתוספת 50% מעלות ביצוע הקידוח (העלות המשוערת הממוצעת לביצוע קידוח ביבשה היא 10 מיליון דולר).

ב. בקשה לרשיון או להיתר מוקדם עם זכות קדימה בים – יש להוכיח יכולת כלכלית כמפורט בתקנות הים²⁰³ (העלות המשוערת הממוצעת לביצוע קידוח בים היא 100 מיליון דולר).

כמו כן, במקרה בו מוגשות מספר בקשות לזכויות בשטחים חופפים, ייבחנו הבקשות על-פי הקריטריונים להלן, לשם השגת התוצאות המיטביות מן הזכות: ניסיון של החברות או הקבוצות המבקשות; עמידת המבקשות בעבר בביצוע תכניות עבודה בזכויות לפי חוק הנפט; תוכנית העבודה, ובכלל זה רקע גיאולוגי, לוח הזמנים, היקף (שטח ועומק) ואינטנסיביות הסקרים

המתוכננים ומידת ההשקעה ושיקולים של טובת המשק לרבות שיקולי תחרות.

אין באמור כדי לגרוע מסמכות שר האנרגיה בהתאם לחוק להכריז על תחרות במקום בו הוגשו מספר בקשות לזכויות.

(ב) במסגרת מספר הנחיות להגשת בקשות שפרסם הממונה על ענייני הנפט בשנת 2011, צוין, בין היתר, כי בנוסף להנחיות מרץ 2010, לעניין בקשות לרשיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט, אשר תוכנית העבודה הכוללת ביחס לשטח נשוא הזכות המבוקשת (לרבות קידוחים) עולה על מיליון דולר, תידרש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפושי נפט, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפושי הנפט בזכות בה הוא שותף.

(ג) ביום 17.9.2014 פרסם הממונה על ענייני הנפט, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, נוסח סופי של הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט, שעיקריהן (לגבי נכסים בים), כדלקמן:

(1) כללים בענין ערבויות לרשיונות חדשים בים ייקבעו במסגרת הסדרת ההליך התחרותי למתן רשיונות בים, שנכון למועד פרסום הדוח טרם הוסדרו.

(2) מחזיקי רשיונות ימיים קיימים יפקידו ערבות בסכום השווה ל-2.5 מיליון דולר באופן מדורג כדלהלן: א. 1,250,000 דולר יופקדו עד ליום 30.11.2014; ב. 1,250,000 דולר יופקדו עד ליום 31.3.2015. יצוין כי בעל זכות אשר תוכנית העבודה המאושרת לזכות כוללת או תכלול ביצוע קידוח לפני התאריכים שצויינו לעיל, ימציא את ערבות הבסיס במלואה לפני מתן אישור הקידוח. כמו כן, הממונה על ענייני הנפט רשאי, בנסיבות חריגות המצדיקות זאת, לדרוש סכום ערבות שונה מזה המצוין לעיל.

(3) טרם ביצוע קידוח יידרשו המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות נוספת בסכום שיקבע הממונה על ענייני הנפט בהתאם למאפייני הקידוח ותכנית הקדיחה, כאשר גובה הערבות הנוספת לרישיונות בים לא יפחת מסך השווה ל-5 מיליון דולר. סבר הממונה על ענייני הנפט כי מאפייני הקידוח מצדיקים זאת, יהיה רשאי לדרוש ערבות בסכום גבוה מהסכום האמור.

תקנות הים קובעות כי על מבקש היתר מוקדם עם זכות קדימה בים להוכיח, להנחת דעת הרשות המוסמכת, איתנות כלכלית לממן את מלוא העלות המשוערת של ביצוע תוכנית העבודה שתאושר וכן מחצית העלות המשוערת לביצוע קידוח אחד בשטח ההיתר, וכי על מבקש רישיון בים להוכיח, להנחת דעת הרשות המוסמכת, איתנות כלכלית כדי יכולת לממן את מחצית העלות המשוערת של תוכנית העבודה שאושרה לרישיון.

- (4) בחזקות נפט הממונה על ענייני הנפט יקבע את גובה הערבות בהתחשב, בין היתר, בתוכנית הפיתוח, במאפייני החזקה, בשלב בו היא נמצאת ובגודל שדה הנפט, אך בכל מקרה גובה הערבות לא יפחת מסך השווה ל-7.5 מיליון דולר בגין חזקה בים. ערבויות בגין חזקות חדשות תופקדנה עם מתן החזקה, לתקופה שייקבע הממונה על ענייני הנפט. כן, הממונה על ענייני הנפט שומר לעצמו את הזכות לעדכן את סכום הערבות, עקב שינוי נסיבות.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) בעל זכות נפט ייעשה על חשבונו, ויקיים במהלך כל תקופת זכות הנפט, את כל הביטוחים המקובלים אצל חברות בינלאומיות לחיפוש או להפקת נפט או גז.
- (8) לא פעל בעל זכות הנפט 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.
- (9) בנוסף, ההנחיות כוללות, בין היתר, הוראות בדבר מתן ערבויות בקשר עם מבקשי רשיונות חדשים ביבשה, רשיונות קיימים ביבשה, עדכון סכום ערבות והארכתה וכן הוראות כלליות בעניין ערבויות. בהתאם להנחיות כאמור, ובמסגרת פעילותה של השותפות בנכסי הנפט שלה, נכון ליום 31.1.2015, השותפות ביחד עם שותפיה במיזמים השונים הפקידו ערבויות בנקאיות אוטונומיות בסכום מצטבר של כ-113.8 מיליון דולר (חלקה של השותפות הינו כ-23.7 מיליון דולר) בגין חזקות אשקלון,

נועה, תמר, דלית, לווייתן צפון ולווייתן דרום וכן רשיונות חנה, רות C, אלון A, אלון C, ו-אלון D²⁰⁴.

(ד) ביום 8.11.2011 פרסם משרד האנרגיה טיוטה מעודכנת של תקנות להעברת זכויות נפט, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להגשת בקשות להעברת זכויות נפט תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה על ענייני הנפט רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנותה בתנאים שונים או לדחותה. על-פי טיוטת התקנות, תחולנה התקנות על העברה של זכות נפט (היתר מוקדם, רשיון או חזקה) ושל טובת הנאה בענין זכות נפט שהבקשה להעברתה תוגש לאחר פרסומן של התקנות. כמו כן, על-פי טיוטת התקנות, הממונה על ענייני הנפט לא ירשה העברה של זכות נפט ושל טובת הנאה בענין זכות נפט אם לדעתו מתקיים, בין היתר, אחד מאלה:

(1) ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתחרות בתחום החיפושים וההפקה.

(2) ההעברה עלולה לפגוע בביטחון המדינה או ביחסי החוץ שלה.

(3) קיימות נסיבות מיוחדות אחרות אשר בשלהן ההעברה אינה לטובת הציבור ומשק האנרגיה בישראל.

לעמדת השותפות, טיוטת התקנות האמורות חורגות מהסמכות שהוקנתה לממונה על ענייני הנפט בסעיף 76 לחוק הנפט, נוכח הפגיעה שהיא מייצרת באינטרס המדינה במימון מימוש הפוטנציאל של גילוי משאבי טבע ופיתוחם. נוסף על כך, עמדה השותפות על פגמים פרטניים שנפלו בכל אחד מסעיפי טיוטת התקנות.

להערכת השותפות, אישור התקנות האמורות בנוסחן דהיום, אם וככל שתתקבלנה, צפוי להשפיע לרעה על הפעילות בתחום החיפושים וההפקה של נפט ו/או גז בישראל וכפועל יוצא גם על פעילות השותפות.

(ה) כמו כן, במסגרת הנחיות הממונה על ענייני הנפט שפורסמו בשנים 2010-2011 נקבע כי בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו לאור העקרונות המפורטים בטיטת תקנות להעברת זכויות נפט, וכי בקשות כאמור, יש להגיש בהתאם להוראות הקבועות בענין זה בטיטת התקנות כאמור ולצרף את כל המסמכים המעידים על עמידה בדרישות המפורטות בטיטת התקנות ובהנחיות מרץ 2010, אף אם לא צוינו במפורש.

לעניין ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר, ראו סעיפים 7.4.2 ו-7.25.1(ה) לעיל, וכן לעניין ערבויות נוספות שהעמידה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, ראו סעיף 7.5.2(יד) לעיל.

7.25.3 החוק לקידום התחרות ולצמצום הריכוזיות, התשע"ד-2013 (להלן: "חוק

הריכוזיות")

ביום 11.12.2013 (להלן: "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 לא יקצה לשותפות המנויה ברשימת הגורמים הריכוזיים שפורסמה ביום 28.12.2014, 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 מוקצית 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 רשיון למתקן גז" לפי חוק משק הגז הטבעי) לשותפות, על הרגולטור לשקול שיקולי ריכוזיות כלל משקית.

על אף האמור לעיל, ההוראות כאמור בענין שיקולי ריכוזיות כלל משקית לא יחולו ביחס להקצאת זכות נפט למי שבמועד ההקצאה יש לו זכות נפט אחרת לגבי אותו שטח.

בנוסף, בעת הקצאת זכות (כמשמעותה לעיל) לרבות רשיון הנדרש לתחום פעילות שאינו תחום תשתית חיונית, על הרגולטור לשקול שיקולים של קידום התחרותיות הענפית, נוסף על כל שיקול אחר שעליו לשקול לפי דין לעניין כאמור.

ההוראות הנ"ל בדבר הליכי הקצאת זכות נכנסו לתוקף בחודש דצמבר 2014. לגבי הארכת תוקפה של זכות יחולו ההוראות מתום שלוש שנים מיום התחילה.

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות אינה יכולה להעריך את היקף השפעת חוק הריכוזיות על ענף חיפושי הנפט והגז בכלל ועל פעילותה בפרט.

7.25.4 אפשרות לפיקוח 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 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 על השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס ובפרויקט תמר. חובת

הדיווח כאמור חלה באופן נפרד ביחס לכל פרויקט. בהתאם למידע שיתקבל ייבחן הצורך בפיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר. לפרטים בדבר השפעת הטלת פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר, ראו סעיף 7.33.15 להלן.

יצוין, כי פתרון סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לוותין, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) להלן, עשויה לכלול, בין היתר, הסדרה של סוגיית הפיקוח על מחירי הגז הטבעי הנמכר בישראל.

7.25.5 ועדת צמח – ייצוא גז טבעי

בחודש אוקטובר 2011 הוקמה ועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי בראשות מר שאול צמח, מנכ"ל משרד האנרגיה דאז (להלן בסעיף זה: "הועדה"). ביום 29.8.2012 פרסמה הועדה דוח סופי. ביום 23.6.2013 אימצה ממשלת ישראל את עיקרי המלצות הועדה (להלן: "החלטת הממשלה"), והכל כמפורט להלן:

(א) היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יהיה בהיקף של BCM 540 (להלן: "הכמות המינימאלית למשק המקומי"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של כ-29 שנים החל ממועד החלטת הממשלה.

(ב) חובת אספקה מינימאלית למשק המקומי של מאגר תיקבע על פי גודלו כמפורט להלן:

שיעור אספקה מינימאלי למשק המקומי מכמות הגז הטבעי במאגר	כמות הגז הטבעי במאגר
50%	מעל BCM 200 (כולל)
40%	עולה או שווה ל-BCM 100 אך נמוך מ-BCM 200
25%	עולה או שווה ל-BCM 25 אך נמוך מ-BCM 100
ייקבע על ידי הממונה על ענייני הנפט	נמוך מ-BCM 25

יצוין כי לעניין מאגרים משותפים לישראל ולמדינות נוספות יקבע הממונה על ענייני הנפט תנאים והסדרים ספציפיים.

(ג) בעל חזקה במאגר מפותח יהיה רשאי להחליף את מכסת הייצוא מטעמו כנגד חובת אספקה למשק המקומי בהתאם לגודלו ובשיעורים שנקבעו, ובכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על ההגבלים, ולאחר ששקלו את כלל השיקולים הרלוונטיים, לרבות הצורך בעידוד פיתוחם של מאגרים קטנים.

(ד) על אף האמור לעיל, מאגר שפותח לפני החלטת הממשלה (קרי: פרויקט ים תטיס ותמר), יהיה רשאי לייצא 50% מהכמות שבעלי החזקה טרם התחייבו לגביה למשק המקומי נכון למועד החלטת הממשלה, בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי. עם זאת, רשאים ראש הממשלה ושר האנרגיה

לאשר אספקת גז טבעי למדינות גובלות למדינת ישראל, באופן מיידי, בכמות שלא תעלה על 20 BCM מתוך מאגר זה ובמסגרת 50% מהכמות המותרת לייצוא מהמאגר האמור.

- (ה) ייצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מאת הממונה על ענייני הנפט, בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי.
- (ו) חובה על כל בעל חזקה לחבר כל שדה גז טבעי בשטח החזקה למשק המקומי, בעיתוי ובהיקף שייקבעו, במסגרת שטר החזקה, ובהתאם לתנאים שייקבעו.
- (ז) תכנון, הקצאה ובנייה של תשתיות יבשתיות וימיות להולכה ולטיפול בגז טבעי למשק המקומי יתבצעו במעורבות ממשלתית, ככל שתידרש.
- (ח) מתקן ייצוא הגז יהיה בשטח בשליטת מדינת ישראל, לרבות בשטח הכלכלי הבלעדי אלא אם ייקבע אחרת במסגרת הסכם בילטרלי בין מדינות.
- (ט) מנהל רשות הגז הטבעי, ביחד עם הממונה על ענייני הנפט, יבחן מתן הוראות רגולטוריות למכר בנפרד.
- (י) שר האנרגיה יבחן בהתייעצות עם ראש הממשלה, שר האוצר ושר הכלכלה, את הצורך לקבוע כללים לגבי מכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרים שמיועדים לייצוא, שגז טבעי מהווה רכיב ייצור מרכזי בהם.
- (יא) על מנת להגביר את אמינות האספקה של הגז הטבעי ולהגדיל את כמות האספקה למשק המקומי, יש לפעול להקמת צנרת הולכת גז טבעי ממאגר תמר לאזור אשקלון, לרבות מתקן טיפול לגז טבעי, ולקבוע כי מאגר מרי B יהיה מאגר אחסון פעיל.
- (יב) להטיל על שר האוצר להגיש תיקוני חקיקה, בתוך 120 ימים ממועד החלטת הממשלה, על מנת להבטיח את קבלת מלוא החלק של הציבור במשאב הגז הטבעי במקרה של ייצוא²⁰⁵.
- (יג) החלטת הממשלה תבחן על-ידי הממשלה בתום 5 שנים ממועד אישורה לצורך עריכת שינויים, ככל שיידרשו, לגבי המדיניות ביחס לממצאים שיוכרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט לאחר 5 שנים ממועד החלטת הממשלה, בהתאם לצרכי המשק המקומי ובהתחשב בהיצע הגז הטבעי.
- יצוין, כי החלטת הממשלה צמצמה באופן משמעותי את היקף הייצוא המותר מפרויקט תמר, ובכך עלולה להשפיע לרעה, בין היתר, על אפשרות קידומו של פרויקט ימי להנזלת גז (FLNG) מפרויקט תמר לשם ייצואו (כמפורט בסעיף 7.14.2(ג) להלן) וזאת בשל העובדה כי פרויקט ה-FLNG מחייב ייחודן של עתודות גז מיועדות ייצוא בהיקף מינימאלי, אשר ייתכן שלא יתאפשר במסגרת החלטת

לפרטים בדבר הצעה לתיקון חוק מיסוי רווחי נפט בקשר לאופן מיסוי עסקאות ייצוא של גז טבעי, ראו ביאור 19ג לדוחות הכספיים (פרק ג' לדוח זה).

הממשלה.

בנוסף, יצוין כי בחודש יוני 2013 הוגשו שתי עתירות לבג"ץ (האחת על-ידי המרכז האקדמי למשפט ולעסקים ומספר חברי כנסת, והשנייה על-ידי אדם טבע ודין והתנועה למען איכות השלטון) נגד ממשלת ישראל ומשיבים נוספים (ובכללן השותפות) ובהן נתבקש בג"ץ להורות על ביטול החלטת הממשלה ועל הסדרתה ועיגונה של מדיניות משק הגז הטבעי בישראל בחקיקה ראשית של הכנסת. ביום 20.10.2013 התקיים דיון בעתירות בפני הרכב מורחב של שבעה שופטים וביום 21.10.2013 ניתן פסק-דין בו נדחו שתי העתירות.

7.25.6 החלטות רשות החשמל בדבר העקרונות להכרה בעלויות בגין הסכמים לרכישת גז

טבעי

ביום 14.6.2012 פרסמה רשות החשמל החלטה בעניין עקרונות להכרה בעלויות בגין הסכמים לרכישת גז טבעי מפרויקט תמר שנחתמו על-ידי חברת החשמל ועל-ידי יצרני חשמל פרטיים. באותו יום פרסם הממונה על ההגבלים החלטת בדבר מתן פטור להסדר כובל ביחס לשני הסכמים לרכישת גז טבעי שנחתמו בין שותפי תמר לבין יצרני חשמל פרטיים, בכפוף לתנאים הדומים בעיקרם לתנאים שנקבעו בהחלטה הרשות האמורה לעיל (לפירוט אודות החלטת הממונה על ההגבלים והשפעתה על ההסכמים שנחתמו על-ידי שותפי תמר ראו סעיף 7.26.2(ג) להלן). מאז פרסמה רשות החשמל החלטות נוספות הנוגעות להכרה בעלויות של יצרני חשמל פרטיים נוספים, שחתמו על הסכמים לרכישת גז משותפי תמר. החלטות אלו כוללות, בין היתר, איסור על הצמדת חוזים חדשים של יצרני חשמל פרטיים לתעריף ייצור החשמל באופן המשפיע לרעה על יכולתם של יצרני החשמל האמורים להגיע לסגירות פיננסיות. למיטב ידיעת השותפות מתנהלים דיונים בין יצרני החשמל האמורים לבין רשות החשמל בעניין זה.

7.25.7 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 למכירת 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

שנאמדת ב-40,000 MMBTU בשעה²⁰⁶. להערכת השותפות, נכון למועד פרסום הדוח, הנפגעים העיקריים מהחלטה כאמור עשויים להיות צרכני הגז הטבעי ממאגר תמר להם הסכמים מחייבים הכוללים הבטחת קיבולת, להבדיל מצרכני גז טבעי על בסיס יכולת (Interruptible).

7.25.8 החלטת ממשלה בדבר הפחתת התלות הישראלית בנפט לתחבורה

בהמשך להחלטת ממשלה מס' 2790 מיום 30.1.2011 בדבר הפעלת תכנית לאומית לפיתוח תחליפי נפט בתחבורה (להלן: "התוכנית הלאומית לתחליפי נפט"), פורסמה ביום 13.1.2013 החלטת ממשלה מס' 5327 בענין קידום מעבר התחבורה בישראל בשנים 2013-2025 למקורות אנרגיה חליפיים לנפט, וזאת כדי לאפשר את היתכנות ההפחתה של משקל הנפט כמקור אנרגיה בישראל בשיעור של כ-30% בשנת 2020 ושל כ-60% בשנת 2025, בהתאם לתחזיות הצריכה וככל שהמעבר כדאי כלכלית. ההחלטה כאמור מתמקדת בהטעמת טכנולוגיות המקטינות את השימוש הישראלי בנפט בתחבורה, ומתמקדת הן בבניית רגולציה שתאפשר את הטמעתם של מקורות אנרגיה חליפיים, שאינם מבוססי נפט, במשק המקומי, כגון: גז טבעי דחוס (CNG), גז טבעי שהומר לדלק (GTL) ותערובות בנזין ומתנול, והן ביצירת תהליכים לבחינת מדיניות עתידית עבור דלקים חדשים.

החלטה כאמור עשויה להגדיל את היקף השוק הפוטנציאלי לגז טבעי במשק הישראלי.

7.25.9 ביום 10.11.2014 פורסמה הצעת חוק האזורים הימיים. 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.

לחוק המוצע במתכונתו הנוכחית עשויה להיות השפעה על פעילות השותפות והעלויות שלה, אשר נכון למועד פרסום הדוח לא ניתן לאמוד את היקפה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפות יחד עם נציגי נובל הציגו בפני הרגולטורים הרלבנטיים את הערותיהם להצעת החוק וממשיכים לעבוד בשיתוף פעולה עם הגופים כאמור על מנת לקדם שינויים בהצעת החוק.

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.

ביום 23.10.2012 אישר משרד האנרגיה לשותפים בפרויקט תמר להגדיל את אספקת הגז הטבעי ממאגר תמר באמצעות הוספת מדחסים במתקני הטיפול באשדוד מ-40,000 MMBTU לשעה ל-50,000 MMBTU לשעה. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.4(ג) לעיל.

7.25.10 החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן בסעיף זה:

"התיקון לפקודה")

ביום 23.2.2015 פורסם ברשומות התיקון לפקודה, אשר נועד להרחיב את מנגנוני הממשל התאגידי בשותפות מוגבלת שיחידות השתתפות שלה או בזכויות השותף המוגבל בה, רשומות למסחר בבורסה או שהוצעו לציבור על פי תשקיף (להלן בסעיף זה: **"שותפות ציבורית"**).

התיקון לפקודה כולל בעיקר את השינויים הבאים:

- (א) החלת ההוראות הקבועות בחוק החברות בנוגע לאורגנים המכהנים בחברה ציבורית, בשינויים המתחייבים מכך שמדובר בשותפות ולא בחברה וכן בשינויים נוספים הקבועים בתיקון לפקודה, בנוגע לנושאים הבאים: הסדרת סמכויות דירקטוריון השותף הכללי, אופן מינוי יו"ר הדירקטוריון, כינוס ישיבות הדירקטוריון ואופן ניהולן, חובת מינוי ועדת ביקורת, חובת מינוי ועדת תגמול, חובת מינוי מנהל כללי, וחובת מינוי דירקטורים ודירקטורים חיצוניים.
- (ב) החלת חובת הזהירות וחובת האמונים על השותף הכללי ונושאי המשרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית כלפי השותפות הציבורית. קביעה כי נושאי המשרה בשותף הכללי יעדיפו את טובת השותפות הציבורית על פני טובת השותף הכללי.
- (ג) הטלת הגבלות לגבי מתן פטור, שיפוי או ביטוח לשותף הכללי לנושאי המשרה בשותף הכללי וכן לנושאי המשרה בשותפות הציבורית עצמה בדומה לאלה החלות בחברה ציבורית.
- (ד) החלת חובת ההגינות כלפי השותפות הציבורית על בעל השליטה בשותף הכללי, וכן על בעל מניה בשותף הכללי או על מחזיק ביחידת השתתפות היודע שאופן הצבעתו יכריע בענין הנוגע לשותפות הציבורית או שיש לו הכוח למנות או למנוע מינוי של נושא משרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית או כח אחר כלפי החברה או השותפות הציבורית, לפי העניין.
- (ה) חובת מינוי רואה חשבון מבקר, חובת מינוי מבקר פנימי וחובת מינוי ועדה לאישור הדוחות הכספיים של השותפות הציבורית.
- (ו) קביעה כי מינוי המפקח, תנאי כהונתו ותקופת כהונתו יאושרו כל שלוש שנים בידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ברוב קולות ובלבד שסך קולות התומכים מהווה 2% לפחות מכלל זכויות ההצבעה בשותפות, כאשר קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו או בעל ענין אישי באישור המינוי (למעט ענין אישי שאינו כתוצאה מקשר עם השותף הכללי או בעל השליטה בו) לא יובאו בחשבון. כן נקבעו תנאי כשירות לכהונה כמפקח המקבילים לתנאי כשירות של דירקטור ודירקטור חיצוני, ונקבעו הוראות נוספות בענין סמכויותיו, זכויותיו וחובותיו של המפקח. לגבי מפקח המכהן בשותפות ציבורית הנסחרת בבורסה במועד פרסום התיקון לפקודה נקבע,

כי לא יהיו נתונות לו הסמכויות שהיו נתונות לו לאישור פעולות לפני יום הפרסום על-פי תקנות השותפות, בכל עניין שלפי הוראות התיקון לפקודה נתונה סמכות האישור למחזיקי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או בעל השליטה בו.

(ז) קביעת הוראות בנוגע לכינוס אסיפות כלליות של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ניהולן והצבעה באסיפות כלליות בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.

(ח) קביעה כי למחזיקי יחידות ההשתתפות זכות למידע ועיון במסמכי השותפות המפורטים בתיקון לפקודה, זכות לקבל העתק מהדוחות הכספיים, זכות להגיש תביעה נגזרת, זכות לפנות לבית-המשפט במקרה של קיפוח וכן קביעת חובה להפעיל זכויותיו בתום לב ובדרך מקובלת ולהימנע מניצול לרעה של כוחו בשותפות הציבורית.

(ט) קביעת חובת אימוץ מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותף הכללי ובשותפות ציבורית וכן מנגנון אישור לתנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה כאמור בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.

(י) קביעת מנגנון אישור לעסקה של השותפות הציבורית עם נושא משרה בה או בשותף הכללי, או שלנושא המשרה יש עניין אישי בה בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.

(יא) קביעת מנגנון אישורים מיוחד המקביל למנגנון הקבוע בחוק החברות לעסקאות חריגות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה בה או שלבעל השליטה עניין אישי בהן, לרבות אישור אחת לשלוש שנים לעסקאות כאמור שהינן לתקופה העולה על שלוש שנים (למעט לגבי עסקה לתשלום "דמי יוזמה" המוגדרים ככל נכס הניתן על ידי השותפות הציבורית לשותף הכללי, לבעל השליטה בו או לחברה בשליטתו, בהתאם לתקנות השותפות, הנגזר מנכסים, מהכנסות או מרווחי השותפות, בין במזומן ובין בכל דרך אחרת), וכן להתקשרות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה או קרובו לעניין קבלת שירותים בידי השותפות הציבורית או באשר לתנאי כהונתו והעסקתו. עוד נקבע כי הצעה פרטית בשותפות הציבורית טעונה אף היא אישור מיוחד כאמור לעיל, כאשר בנוגע לשותפויות ציבוריות הנסחרות ביום פרסום התיקון לפקודה נקבע כי במנין רוב הקולות באסיפה הכללית לא יכללו קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו. לעניין זה יצוין, כי התיקון לפקודה מגדיר בעל שליטה בשותפות ציבורית כשותף הכללי ובעל השליטה בו, לרבות מי שמחזיק ב-25% או יותר מזכויות ההצבעה בשותף הכללי אם אין אדם אחר המחזיק מעל 50% מזכויות ההצבעה בו. לגבי עסקה בין השותפות הציבורית לבין השותף הכללי הנוגעת להחזר הוצאות שהוציא השותף הכללי לשם ניהול השותפות, נקבע כי אין צורך לאשרה בהתאם

למנגנון האמור לעיל במקרה בו השותפות הציבורית לא התקשרה עם השותף הכללי בעסקה לקבלת שירותים.

(יב) החלת הוראות חוק החברות בענין שמירת ההון וחלוקה על השותפות הציבורית.

(יג) החלת הוראות חוק החברות בענין מכירת כפויה של מניות, באופן שיאפשר לשותף הכללי או לבעל השליטה בו לפנות לבעלי יחידות השתתפות, ולהציע לרכוש את מלוא זכויותיהם בשותפות במנגנון של הצעת רכש מלאה.

(יד) החלת הוראות חוק החברות בענין מיזוג על שותפויות, למעט הריג המאפשר מיזוג חברות ללא קבלת אישור האסיפה הכללית של החברה הקולטת²⁰⁷.

(טו) הסמכת רשות ניירות ערך להטיל עיצום כספי על השותף הכללי ועל נושאי המשרה בו.

(טז) תחילתו של התיקון לפקודה הינו חודשיים מיום פרסומו, היינו ביום 23.4.2015 (להלן: **"יום התחילה"**), למעט: (1) ההסדרים הקבועים בסעיפים קטנים (ב), (ה) ו-(ו) לעיל – שייכנסו לתוקף בתום ארבעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23.8.2015; (2) חובת אימוץ מדיניות תגמול לראשונה – שתיכנס לתוקף בתום תשעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23.1.2016; (3) אישור מחדש של עסקה עם בעל השליטה כאמור בסעיף קטן (יא) לעיל ייעשה עד למועד המאוחר מבין אלה: א. שישה חודשים מיום התחילה, היינו: מיום 23.10.2015; ב. מועד כינוס האסיפה הכללית השנתית הראשונה של מחזיקי יחידות ההשתתפות לאחר יום 23.4.2015; ג. תום שלוש שנים ממועד האישור הקודם. על אף האמור לעיל, נקבע כי התקשרות של השותפות הציבורית עם השותף הכללי לקבלת שירותים או בנוגע לתנאי כהונה והעסקה שתקופתה מעל שלוש שנים תאושר בתוך שש שנים מיום התחילה. כן נקבע כי על אף האמור לעיל, קבלת דמי מפעיל בידי השותף הכללי על-פי תקנות השותפות בשל עסקה שעניינה פעולות חיפוש, פיתוח או הפקה של גז או נפט לא תהא טעונה אישור מיוחד כאמור לעיל אם האישור נדרש רק בשל הזכות לקבלת תשלום כאמור, ובלבד ששיעור דמי המפעיל אינו עולה על שיעור דמי המפעיל שהיה קבוע בתקנות השותפות ביום פרסום התיקון לפקודה.

עם כניסת התיקון לפקודה לתוקף תידרש השותפות לבצע את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי הקיימים.

²⁰⁷ נכון למועד פרסום הדוח, ובעקבות אישור התיקון לפקודה בוחנות השותפות יחד עם אבנר אפשרויות לשינויים מבניים, לרבות מיזוגן של השתיים. לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.31.8 להלן.

7.25.11 החלטת מועצת רשות הגז הטבעי בדבר מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת

ההולכה הארצית

ביום 7.9.2014 פירסמה המועצה לענייני משק הגז הטבעי את החלטתה בעניין מימון פרויקטי ייצוא באמצעות מערכת ההולכה הארצית. ההחלטה קובעת את תעריפי ההולכה שיחולו על העברת גז טבעי ישראלי דרך מערכת ההולכה הארצית למדינות שכנות או לרשות הפלשתינית וכן את מימון מקטעי מערכת ההולכה המיועדים לייצוא גז טבעי כאמור. ההחלטה קובעת את העקרונות הבאים:

(א) היצואן (הגורם המוכר או משווק את הגז הטבעי ליצוא) יחתום עם בעל רשיון ההולכה על הסכם הולכה שיאושר מראש ובכתב על ידי מנהל רשות הגז הטבעי. היצואן ישלם לבעל רישיון ההולכה את תעריף ההולכה שיהיה תעריף ההולכה הרגיל החל על הצרכנים הישראלים כפי שיהיה מעת לעת.

(ב) היצואן יישא במלוא עלויות ההקמה של מקטע של מערכת ההולכה המיועד לייצוא בלבד (להלן: "המקטע המיועד לייצוא") וכן עלויות ההקמה של קו הולכה נוסף בצמוד למקטע קיים (להלן: "מקטע מוכפל"), בתוספת דמי ניהול בשיעור של 2%.

(ג) כל עוד הסכם ההולכה בין היצואן לבעל רשיון ההולכה בתוקף ויצטרף צרכן נוסף בעתיד למקטע המיועד לייצוא, יקבע מנהל רשות הגז הטבעי מהי העלות המשויכת לצרכן הנוסף מכלל עלות הקמת המקטע המיועד לייצוא, וזאת בהתאם ליחס הקיבולת של הצרכן הנוסף מכלל הקיבולת שניתן להעביר במקטע המיועד לייצוא. היצואן יזוכה בסכום אותה עלות שתשויך לצרכן הנוסף.

(ד) במידה ומקטע מסוים במערכת ההולכה המוביל למקטע המיועד לייצוא עתיד לשרת גם צרכנים ישראליים, אולם המקטע המוביל למקטע המיועד לייצוא לא היה מוכפל במועד שבו הוא הוקם אלמלא ייצוא הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה, ישלם היצואן (בנוסף להקמת עלות המקטע המיועד ליצוא כאמור לעיל) את החלק היחסי לגבי הכפלת המקטע המיועד ליצוא. המועצה תקבע את חלוקת העלות בין היצואן לבין בעל רשיון ההולכה.

(ה) 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 רישיון ההולכה 50% מתקציב הכפלתו העתידי של המקטע הרלוונטי של מערכת ההולכה, וסכום זה לא יוחזר ליצואן גם אם בסופו של דבר לא יוכפל המקטע

כאמור; (2) לא לשלם סכום זה ובמקרה של הכפלת המקטע כאמור יחולו הוראות סעיף קטן (ד) לעיל.

(ו) 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.

(ז) למרות שהעלות ההקמה מושתת (במלואה או בחלקה) על היצואן, המקטע לא יהיה בבעלות היצואן ולא תהיה לו שום זיקה מכל סוג שהיא במקטע זה.

(ח) החלטה זו לא תחול על הסכמי הולכה ליצוא שייחתמו עם בעל רישיון ההולכה עד ליום 2.11.2014 (לרבות הסכם ההולכה שנחתם בקשר עם הסכם מיום 19.2.2014 ליצוא גז מפרויקט תמר לצרכנים בירדן (כמפורט בסעיף 7.13.5(א)(1) לעיל).

(ט) יצוין כי במסגרת הסכמי הייצוא ומכתבי הכוונות הלא מחייבים עליהם חתמה השותפות עד כה, עלויות מערכת ההולכה הארצית יושתו על לקוחות הגז לייצוא.

7.25.12 כפיפות הפעילות של השותפות לחקיקה בקפריסין

פעילות חיפושי הנפט והגז בקפריסין כפופה לרגולציה הכוללת, בין היתר, חובת קבלת היתרים, רשיונות או זכויות לביצוע הפעילות, דרישות בקשר להיקפי ההשקעות ולוחות הזמנים לביצוע החיפושים, תשלום תמלוגים למדינה (מכוח הסכם הזיכיון המפורט בסעיף 7.10.3 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 רשיון מוסדרת באמצעות Production Sharing Contract (להלן בסעיף זה: **"הסכם זכיון"**). הסכם זכיון קובע את מערכת היחסים, המחויבויות והזכויות של מחזיק הרשיון וכן את התנאים הפיסקליים להם כפוף מחזיק הרשיון. לפרטים נוספים אודות הסכם הזכיון בבלוק 12, ראו סעיף 7.10.3 לעיל.

במהלך שנת 2012 החליטה רפובליקת קפריסין על הקמת חברה ממשלתית ייעודית, Cyprus National Hydrocarbons Company Ltd (להלן: **"CNHC"**), בבעלות מלאה של ממשלת קפריסין אשר מתוכננת להיות הזרוע מטעמה, בכל הנוגע להפקה וייצוא של נפט וגז טבעי בקפריסין. למיטב ידיעת השותפות, בשלב זה טרם נחקקו חוקים או תקנות המסדירים באופן מפורט את סמכויות CNHC או את האופן בו תפעל אל מול גופים העוסקים בפעילות של הפקת נפט וגז טבעי בקפריסין.

7.26 הגבלים עסקיים

7.26.1 ביום 12.10.2000 נתן הממונה על ההגבלים את אישורו לעסקת מיזוג, במסגרתה רכשה דלק השקעות ונכסים בע"מ²⁰⁸ (להלן: **"דלק השקעות"**) את כל זכויותיה של RB Mediterranean Ltd בפרויקט ים תטיס. אישור זה, כפי שעודכן, הותנה במספר תנאים, הכוללים, בין היתר, כי כל רכישת החזקה בידי קבוצת דלק ו/או דלק השקעות ו/או דלק נדל"ן בע"מ ו/או "דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: **"דלק ישראל"**) בשיעור של 5% או יותר בתאגיד העוסק בחיפושים, הפקה, הולכה, שיווק או מכירה של גז טבעי בישראל, טעונה אישור מראש של הממונה על ההגבלים, אם יש בידי התאגיד ממצאים של גז טבעי; האמור בסעיף זה אינו חל על עסקה משותפת בפרויקט ים תטיס.

7.26.2 פרויקט תמר

(א) ביום 28.8.2006 נתן הממונה על ההגבלים פטור מאישור הסדר כובל – לפי סעיף 14 לחוק ההגבלים העסקיים, התשמ"ח-1988 (להלן: **"חוק ההגבלים"**) – להסכם שעניינו בשיתוף הצדדים לו בזכויות ברשיונות מתן ומיכל²⁰⁹ (שחלק מהזכויות בו הועברו בשלב מאוחר יותר לנובל). החלטת הממונה על ההגבלים הותנתה במספר תנאים, שעיקרם:

(1) **"התאגידים המקומיים"** (כהגדרתם להלן) לא יחזיקו במשותף, בין לבדם ובין בצד מחזיקים נוספים, בכל זכות גז למעט זכות הנובעת ישירות ובאופן בלעדי מרשיונות מתן ו/או מיכל, אלא באישור מפורש, מראש ובכתב מאת הממונה על ההגבלים. עד ליום 31.12.2006 יסיימו **"התאגידים המקומיים"** כל החזקה משותפת בזכויות גז, למעט זכויות הנובעות ישירות ובאופן בלעדי מרשיונות מתן ומיכל, אשר

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.

בעת מתן ההחלטה הוחזקו בידיהן במשותף, בין לבדן ובין בצד מחזיקים נוספים, אלא אם כן הותרה להן החזקה משותפת על-ידי הממונה על ההגבלים במפורש ובכתב.

(2) בכל הסדר, הסכם או הסכמה, בכתב או בעל פה, בנוגע לקביעת מנגנון או אופן קבלת החלטות בין המחזיקים ברשיונות מתן ומיכל בנוגע לשיווק גז טבעי שיופק ברשיונות מתן ומיכל, לא יחזיק אחד "התאגידים המקומיים" לבדו, ישירות או בעקיפין, כל זכות או כוח למנוע מיתר המחזיקים קבלת החלטה או פעולה בענין שיווק גז טבעי שיופק ברשיונות מתן ומיכל.

(3) הגדרות: "התאגידים המקומיים" – "קבוצת דלק" ו- "ישראלמקו"; "קבוצת דלק" – אבנר ו/או דלק קידוחים ו/או כל אדם הקשור אל מי מהן; "ישראלמקו" וכל אדם הקשור בה.

(ב) ביום 13.11.2012 קיבלה השותפות מהממונה על ההגבלים הודעה בדבר הכרזתה כבעלת מונופולין – ביחד עם יתר השותפים בפרויקט תמר ולחוד – באספקת גז טבעי בישראל החל ממועד תחילתה של האספקה המסחרית מפרויקט תמר.

עקב ההכרזה כאמור חל על השותפות פרק ד' לחוק ההגבלים וניתן להטיל מגבלות על פעילותה 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.

(ג) במהלך השנים 2012-2103 התקבלו מספר החלטות של הממונה על ההגבלים בדבר מתן פטור מהסדרים כובלים בקשר לארבעה הסכמים לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין צרכני גז פרטיים וחברת החשמל שעיקריהן כדלקמן:

(1) ליצרן החשמל תעמוד האפשרות לבחור ביחס להסכם באחת משתי האפשרויות הבאות:

א. קיצור תקופת ההסכם והעמדתה על 7 שנים, החל ממועד אספקת הגז הטבעי; או לחלופין –

ב. הפחתת כמות הגז הנקובה בתניית ה- Take or Pay לכמות השווה למחצית מכמות הצריכה השנתית הממוצעת של יצרן החשמל 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

שלחן: (1) התקופה שמיום 1.1.2018 ועד ליום 31.12.2020 ; או

(2) התקופה שראשיתה בתחילת השנה החמישית ממועד

אספקת הגז הטבעי וסיומה בתום השנה השביעית כאמור.

(2) עם קביעת הכמות המינימאלית עליה יחויב יצרן החשמל לשלם בהתאם לאמור לעיל, תעודכן כמות הגז השנתית וכמות הגז הכוללת בהסכם.

(3) ליצרן החשמל יתאפשר למכור גז טבעי המיועד לשימוש צרכני רשת חלוקת הגז וזאת עד להיקף של 15% מכמות הגז השנתית בכל שנה.

(4) לא תחול מגבלה על יצרן חשמל בנוגע לרכישת גז טבעי על-ידו מכל ספק גז טבעי אחר שאינו שותפי תמר.

(5) שותפי תמר לא יתקשרו, במישרין או בעקיפין, בכל הסכם לאספקת גז ממאגר תמר ללא קבלת היתר מראש ממערך הפיקוח על ההגבלים העסקיים.

בעקבות ההחלטה האמורה לעיל תוקנו ההסכמים האמורים, וכל ההסכמים לאספקת גז טבעי שנחתמו על-ידי שותפי תמר מאותו מועד תוקנו ו/או נערכו תוך התאמה להחלטה האמורה.

בנוגע ליתר ההסכמים לאספקת גז טבעי (למעט ההסכם עם חברת החשמל), נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשות הפטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. עם זאת, רשות ההגבלים העסקיים התחייבה להימנע מנקיטת הליכי אכיפה כנגד מי מהצדדים להסכמים אלו וזאת עד ליום 31.3.2015 או עד לקבלת החלטה בבקשות הפטור שהוגשו אודות הסכמים אלו, לפי המוקדם.

(ד) כפי שצוין לעיל, הממונה על ההגבלים העניק פטור מהסדר כובל להסכם אספקת גז טבעי שבין שותפי תמר לחברת החשמל (להלן בסעיף זה: **"ההסכם"** ו-"**החלטת הפטור**"), בהתאמה). בהחלטת הפטור כאמור, נקבע, בין היתר, כי על חברת החשמל להודיע לשותפי תמר עד ליום 14.5.2015 אם בכוונתה להאריך את האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך מתחילת שנת 2020 ועד לתום תקופת ההסכם הנ"ל, כמפורט בסעיף 7.13.4(ד)(1) לעיל (להלן בסעיף זה: **"האופציה"**). ביום 5.3.2015 הוגשה לממונה על ההגבלים מטעמה של חברת החשמל בקשה לשנות את תנאי החלטת הפטור כאמור, כך שיידחה המועד האחרון למימוש האופציה בשנה נוספת (להלן בסעיף זה: **"בקשת הפטור"**). בהמשך לכך, ביום 10.3.2015 השותפות קיבלה הודעה מהממונה על הגבלים, לפיה שותפי תמר מוזמנים למסור את עמדתם ביחס לבקשת הפטור לא יאוחר מיום 17.3.2015. לעמדת השותפות, הואיל ולא נערך שינוי בהסכם, אין סמכות לממונה על ההגבלים להיזקק לבקשה. באשר לשינוי החלטת הפטור, עמדת השותפות היא כי אין לכך הצדקה, בין היתר, בשל הפגיעה שתיגרם לתחרות במשק החשמל, לתעשייה ולשותפי תמר.

7.26.3 פרויקט לווייתן

(א) ביום 6.9.2011, קיבלה השותפות מכתב מהממונה על ההגבלים בו הודיע לה, בין היתר, כי הוא שוקל להכריז על השותפות כצד להסדר כובל עקב כניסתה יחד עם אבנר ונובל לבעלות משותפת עם רציו בהיתר המוקדם רציו ים.

(ב) ביום 13.3.2013 הגישו שותפי לווייתן לרבות השותפות בקשה לפטור מאישור הסדר כובל לפי סעיף 14 לחוק ההגבלים, בנוגע לשיווק משותף לייצוא ממאגר לווייתן לירדן, לרשות הפלשתינית ולטורקיה. בקשה דומה הוגשה לשיווק משותף לייצוא למצרים ביום 31.10.2013. נכון למועד פרסום הדוח, טרם נתקבלה החלטה סופית בבקשות אלה. במכתבים מהימים 26.5.2013, 29.5.2013 ו-31.10.2013 הודיעה רשות ההגבלים העסקיים כי היא תימנע מנקיטת הליכי אכיפה על-פי חוק ההגבלים העסקיים כנגד מי מהצדדים לבקשת הפטור בקשר עם שיווק משותף כאמור, וזאת עד לקבלת החלטה בנוגע לבקשת הפטור.

(ג) ביום 27.3.2014 חתמה השותפות יחד עם אבנר ונובל על צו מוסכם לפי סעיף 50ב לחוק ההגבלים העסקיים, חלף קביעה בדבר הסדר כובל במאגר לווייתן (להלן: "**הצו המוסכם**"), לפיו הוסכם, בין היתר, כי השותפות, אבנר ונובל ימכרו את כל החזקותיהן ברשיון אלון C שבשטחו מצוי מאגר כריש וכן את כל החזקותיהן ברשיון אלון A שבשטחו מצוי מאגר תנין.

ביום 23.12.2014 הודיע הממונה על ההגבלים על החלטת רשות ההגבלים העסקיים שלא להגיש את הצו המוסכם לאישור בית הדין, ושהוא שוקל מחדש להוציא קביעה לפיה השותפים במאגר לווייתן לרבות השותפות הינם צד להסדר כובל שלא קיבל את אישור בית הדין להגבלים עסקיים.

בחודש ינואר 2015 הרשות להגבלים עסקיים קיימה שימוע בעל פה לשותפים בפרויקט לווייתן ונכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטה בעניין.

במקביל, מנהלת השותפות יחד עם אבנר ונובל דיונים עם הרגולטורים השונים ובכללם הממונה על ההגבלים, במטרה להגיע למתווה מוסכם, במסגרתו יבוצעו שינויים מבניים, שיאפשרו לדעת רשות ההגבלים קידומה של תחרות במשק הגז וכן יוסדרו סוגיות רגולטוריות אחרות בתחומי האחריות של משרד האנרגיה ומשרד האוצר (לרבות הסדרת סוגיית הפיקוח על מחירי הגז), והכל על מנת לייצר את הוודאות הנחוצה לשותפות לשם קבלת החלטות השקעה סופיות בפיתוח פרויקט לווייתן ובהרחבת פרויקט תמר. במסגרת הדיונים הנ"ל, ובכפוף להסדר רגולטורי כולל, בוחנת השותפות שינויים מבניים העשויים לכלול מכירה מלאה או חלקית של אחזקותיה במאגר גז טבעי, וזאת בפרק זמן סביר ובתנאים שיוסכמו על הצדדים, כמו גם הסכמי שיווק ומכירה של גז טבעי למשק המקומי.

בחודש פברואר 2015 הודיעה הרשות להגבלים עסקיים לעיתונות, כי הממונה על ההגבלים דוחה את פרסום הקביעה לגבי סוגיית ההסדר הכולל כאמור למשך חודשיים, לאור התגייסות משרדי הממשלה ונכונות הצדדים לחתור לפתרון הבעיה התחרותית על בסיס המתווה הממשלתי, וכי צוותי העבודה המשותפים ימשיכו בזמן זה לעבוד על מתווה מוסכם לפתרון המשבר. יצוין כי, אין כל וודאות כי השיחות הנ"ל יסתיימו בהסכמה.

להערכת השותפות, הימשכות ההליכים מול הממונה על ההגבלים ויתר הרגולטורים ו/או קביעה של רשות ההגבלים העסקיים כאמור, ככל שתינתן, עלולה להוביל להליכים משפטיים ארוכים בארץ ובחו"ל ו/או לדחייה משמעותית בלוחות הזמנים של פיתוח פרויקט לווייתן ולהשפיע לרעה על השיווק והפיתוח של פרויקט לווייתן כמו גם להוביל לדחייה משמעותית בלוחות הזמנים ולהשפיע לרעה על התוכנית להרחבת קיבולת האספקה מפרויקט תמר.

7.27 שעבודים

לעניין שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה ראו ביאור 11 לדוחות הכספיים.

7.28 הסכמים מהותיים

השותפות התקשרה בהסכמים מהותיים אשר היו בתוקף במהלך תקופה שמיום 1.1.2014 עד למועד פרסום הדוח, כמפורט להלן:

- 7.28.1 הסכמי מכירת גז טבעי וקונדנסט (לפרטים ראו סעיפים 7.13.4 עד 7.13.5 לעיל).
 - 7.28.2 התקשרויות לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר ולווייתן (לפרטים ראו סעיף 7.13.5 לעיל).
 - 7.28.3 הלוואה מהותית מחברת בת של השותפות (לפרטים ראו באור 9 לעיל לדוחות הכספיים).
 - 7.28.4 הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה מפרויקט ים תטיס ומפרויקט תמר (לפרטים ראו סעיף 7.4.4 (ה) לעיל).
 - 7.28.5 הסכם זיכיון בבלוק 12 (לפרטים ראו סעיף 7.10.3 לעיל).
 - 7.28.6 הסכם תפעול משותף בפרויקט ים תטיס
- פעילות החיפושים וההפקה במסגרת החזקות בפרויקט ים תטיס נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement) (להלן בסעיף זה: "ה-JOA") מיום 24.2.1999 אשר הצדדים לו הינם כמפורט בסעיף 7.3.1 לעיל²¹⁰, ואשר הוראותיו עוסקות, בין היתר, בנושאים הבאים:
- (א) קביעה כי כל הזכויות והאינטרסים, וכן כל התחייבויות הצדדים, בקשר עם ה-JOA יהיו בהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכס הנפט.

- (ב) נובל תהיה המפעילה על פי ה-JOA (להלן: "המפעיל") ותהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות בנכס הנפט בהתאם לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, ה-JOA והוראות ועדת התפעול (כהגדרתה להלן).
- (ג) המפעיל יקבע את מספר העובדים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות בנכס הנפט.
- (ד) הוראות בנוגע לשיפוי והגבלת אחריות של המפעיל, נושאי משרה וחברות קשורות שלו לגבי מילוי תפקידיו כמפעיל על פיהן זכאי המפעיל לשיפוי על כל נזק, הוצאה או אחריות שתוטל עליו בקשר עם מילוי תפקידו כמפעיל (למעט במקרים חריגים של רשלנות רבתי של עובדיו הבכירים אשר בהם השיפוי יחול על נזקים, הוצאות או אחריות בהיקף של למעלה ממיליון דולר), כמפורט ב-JOA. אין באמור לעיל כדי לפטור את המפעיל מאחריות לחלקו בהתאם לשיעור השתתפותו בכל נזק, הוצאה או חבות כאמור.
- (ה) המפעיל זכאי להחזר כל ההוצאות הישירות שיוציא בקשר למילוי תפקידו כמפעיל וכן להחזר הוצאותיו הבלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות בגין הפעולות המשותפות בנכס הנפט בשיעורים המפורטים ב-JOA.
- (ו) אבנר נפט וגז מונתה כמפעיל הישראלי למילוי מטלות, פונקציות ותפקידים ושירותים בישראל לתועלת הפעולות המשותפות, וזאת בכפוף ובתיאום עם המפעיל.
- (ז) ועדת תפעול: במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת תפעול אשר בסמכותה ותפקידה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי נכסי הנפט שה-JOA חל עליהם. ועדת התפעול מורכבת מנציגי הצדדים כאשר לכל נציג זכות הצבעה בשיעור הזכויות של הצד אותו הוא מייצג. החלטות ועדת התפעול יתקבלו בהצבעה חיובית של שני צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים כהגדרתם ב-JOA) המחזיקים יחד בעת ההצבעה לפחות 51% מסך כל זכויות ההשתתפות בנכס הנפט לגביו נוגעת ההחלטה.
- (ח) פרוצדורות והליכים להגשת ואישור תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאות לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם.
- (ט) פעולות שלא משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרות ב-JOA כ- Exclusive Operations והמוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות Risk Sole) לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים ל-JOA משתתפים בהן. ב-JOA נקבעו כללי מסגרת לביצוע פעולות אלו.
- (י) סנקציות החלות על השותפים ל-JOA ותנאים להטלתן במקרה של הימנעות אחד הצדדים מלשלם את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות (להלן בסעיף זה: "הצד המפר"), הכוללות, בין היתר, שלילת זכותו של הצד המפר

מלהשתתף ומלהצביע בועדת התפעול, מלקבל נתונים ואינפורמציה בקשר לפעולות המשותפות ומלקבל את החלק לו זכאי מהתפוקה וכן אפשרות ליתר השותפים לדרוש הוצאה של הצד המפר מה-JOA ומנכס הנפט במקרה בו ההפרה לא תוקנה תוך 60 יום ממועד ההפרה.

(יא) הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה, מלאה או חלקית, של צד מכל נכס נפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וקובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים בנכס הנפט.

(יב) בכפוף להוראות ה-JOA רשאי המפעיל בכל עת, בהודעה מוקדמת של 120 יום לפחות להתפטר מתפקידו כמפעיל. כמו כן, בכפוף להוראות ה-JOA, רשאית ועדת התפעול להעביר את המפעיל מתפקידו בהתקיים אחד המקרים הקבועים ב-JOA, הכוללים בין היתר, מקרה בו המפעיל (לרבות חברה קשורה) חדל מלהחזיק לפחות 25% מהזכויות בנכס הנפט והליכי פירוק או הסדר נושים.

7.28.7 הסכם תפעול משותף בפרויקט תמר

(א) כללי

פעילות החיפושים וההפקה במסגרת החזקות בפרויקט תמר נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 16.11.1999 (כפי שתוקן מעת לעת) אשר הצדדים לו כיום הינם השותפות ויתר שותפי תמר כמפורט בסעיף 7.4.1 לעיל (להלן בסעיף 7.28.7 זה: **"ההסכם"** או **"JOA"**).

מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי החזקות בפרויקט תמר (להלן בסעיף 7.28.7 זה: **"נכסי הנפט"**).

(ב) אופן ההתחשבנות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל הידרוקרבונים שיופקו מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכסי הנפט. כמו כן, אלא אם כן נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי ה-JOA ותנאי נכסי הנפט וכל חבויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות²¹¹, וכל זיכויים לחשבון המשותף²¹², יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי השתתפות שלהם

²¹¹ 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.

בנכסי הנפט, וכל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: "כללי ההתחשבנות") 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 ההתחשבנות זכאית נובל להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעיל. השותפים מנהלים כיום בדיקה של בקשת המפעיל לתשלום דמי מפעיל בגין ההוצאות העקיפות בתקופת ההקמה והתפעול של הפרויקט.

(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 וועדת התפעול המשותף.

המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו חברות קשורות של המפעיל) לביצוע פעולות משותפות כאמור. המפעיל יהיה אחראי, בין היתר, להכנת תוכניות העבודה, התקציבים וההרשאות לתשלום, לביצוע תוכנית העבודה על-פי אישור ועדת התפעול המשותף, לתכנון ולהשגת כל האישורים והחומרים הדרושים לביצוע, ומתן שירותי ייעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף.

בניהול הפעולות המשותפות יהיה המפעיל, חייב, בין השאר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם, ה-JOA והוראות ועדת התפעול. המפעיל יבצע את תפקידיו בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט.

ב-JOA נקבעו הוראות שונות שעניינן אופן התקשרות המפעיל בחוזים עם צדדי ג' (על-פי תקציבים מאושרים), וזאת בהתאם לגובה סכום החוזה המוצע ואשר על פיהן, בין היתר, בהתאם לסכום החוזה המוצע, נדרש המפעיל להתייעץ עם הצדדים האחרים בנוגע לקריטריונים לפיהם ייבחרו המועמדים למכרז, לדווח לצדדים על ההצעות שהתקבלו ולקבל את אישור ועדת התפעול לבחירת המועמד במכרז.

המפעיל נדרש להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים ב-JOA בהתאם

להוראות הכלולות בו. כן נקבע, כי כל אחד מהצדדים ל-JOA צריך לדאוג לעצמו ועל חשבונו לביטוח נוסף לכיסוי הסיכונים בקשר עם הפעולות המשותפות.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונו 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 לועדת התפעול שהוא יכול לעשות זאת מבלי לפגוע באינטרסים של הפעולות המשותפות.

כל צד אשר אינו מפעיל יודיע מיידית לצדדים האחרים על כל תביעה כנגד אותו צד אשר נעשתה על-ידי צד שלישי ואשר נובעת מהפעולות המשותפות או העלולה להשפיע על הפעולות המשותפות, והצד הלא מפעיל יתגונן או יתפשר בתביעה כאמור בהתאם להוראות אשר יינתנו על-ידי ועדת התפעול. ההוצאות והנזקים אשר יגרמו בקשר להתגוננות או לפשרה ואשר ניתנים לייחוס לפעולות המשותפות יהיו לחובת החשבון המשותף.

המפעיל לא יהיה אחראי כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל תביעה, חבות, הפסד או נזק, במישרין או בעקיפין, ובין אם מכוח הסכם, עוולה (לרבות רשלנות) או אחר שינבעו מהתפעול המשותף או בקשר אליו אלא אם כן התביעה, החבות, ההפסד או הנזק נבעו מהתנהגות מכוונת (Wilful 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: "הועדה") לפיקוח ומתן הנחיות בכל הקשור לפעילות המשותפת בשטח החזקות. סמכויות הועדה כוללות, בין היתר, קבלת החלטות בנוגע למדיניות, תהליכים ושיטות התפעול, אישור כל הודעה לציבור הקשורה להסכם או לתפעול המשותף, אישור כל התכניות והבקשות לתקציב, קביעת לוחות זמנים, מיקום ועומק קדיחת הבארות וכל הקשור לכך, קבלת החלטות בנוגע לבקשות רישיונות וחזקות והחלפת המפעיל. לכל שותף נציג אחד בועדת התפעול המשותף, שזכויות ההצבעה שלו הינן בהתאם לחלקו בחזקות של השותף שמינה אותו. נציג המפעיל מכהן כיו"ר הועדה.

החלטות ועדת התפעול המשותפת תתקבלנה בהצבעה של שניים או יותר מהשותפים המחזיקים יחד לפחות 68% מהזכויות בחזקה (צדדים קשורים כהגדרתם בהסכם יחשבו כצד אחד). על מנת לאשר החלטה הקשורה לסיום החזקה או ויתור על חלק כלשהו מאזור החזקה, יש צורך בהצבעה חיובית של כל הצדדים.

(ה) תכניות עבודה ותקציבים

ה-JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם. יצוין, כי המפעיל רשאי לחרוג מה-AFE המאושר לתוכנית העבודה בשיעור שלא יעלה על 10% מהסכום שאושר או ב-1 מיליון דולר, לפי הנמוך שביניהם.

תוכנית חיפוש – 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 פיתוח ותקציב – במידה והועדה תחליט לאחר דיון מלא על כדאיות הפיתוח של כל הצעה שתוגש לה, המפעיל יגיש לצדדים, בהקדם האפשרי לאחר קבלת אותה החלטה, תוכנית פיתוח ותקציב לממצא אשר יכללו, בין היתר, את העבודות הנדרשות בקשר עם הפיתוח, כל מידע שנדרש להגישו בהתאם להסכם, אופן הניהול הדרוש לפיתוח לרבות פרטים לגבי מספר העובדים וכוח העבודה הדרוש, הערכה לגבי מועד תחילת ההפקה והיקף ההפקה השנתי וכל מידע אחר שיידרש על-ידי הועדה. לפני הוצאה או מתן התחייבות, בכל סכום, ביחס להכנת תוכנית פיתוח ותקציב או ביחס לכל פריט בתוכנית הפיתוח והתקציב שאושרו, ישלח המפעיל לכל הצדדים האחרים בקשה להרשאה להוצאה (AFE). במידה והמפעיל צופה חריגה מה-AFE למטרות מנהליות 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.

(ו) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרות בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות Sole Risk) לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור.

ההסכם כולל הוראות שונות המתייחסות לפעולות Sole Risk – דהיינו ביצוע קידוחים, מבחנים ופיתוח, שלא בהסכמת כל השותפים לחזקות ואשר בתנאים מסוימים המפורטים בהסכם ניתן לבצען על-ידי חלק מהשותפים. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות ב-Sole Risk, ניתנה אפשרות, בכפוף לתנאים ולתשלומים שנקבעו בהסכם, לקבל חזרה את חלקם באותה פעילות וכל הנובע ממנה.

(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, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ההסכם ולא תיקן את ההפרה בתוך 28 יום מהמועד שקיבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה

האמורה. לכל החלטה של הצדדים האחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) ליתן הודעה על ההפרה למפעיל תידרש הצבעה בעד ההצעה של צדדים שאינם מפעיל, המחזיקים ביחד לפחות 72% מסך כל זכויות ההשתתפות.

(ח) סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות, כולל מקדמות וריבית, יחשב כצד מפר (להלן: "**צד מפר**"). הסכום שבפיגור יישא ריבית מצטברת על בסיס חודשי. כל עוד הפיגור נמשך לא יהיה הצד המפר זכאי להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, והוא לא יהיה זכאי לקבל נתונים ואינפורמציה הנוגעים לפעולות המשותפות. 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), ולשלם סכום זה למפעיל בתוך 10 ימים ממועד קבלת הודעת ההפרה, ואם לא יעשה כן יהפוך הוא עצמו להיות צד מפר.

אם ההפרה נמשכת במשך יותר מ-6 ימים מיום שניתנה לצד המפר הודעת פיגור, 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 45 יום מתאריך הודעת ההפרה, אזי מבלי לפגוע בכל זכות אחרת שתהיה לצדדים הלא מפרים על-פי ה-JOA, לכל צד לא מפר תהיה האופציה (הניתנת להפעלה בכל עת עד לתיקון מלא של ההפרה) לדרוש מהצד המפר לצאת לחלוטין מההסכם ומנכס הנפט. אם הופעלה האופציה ייחשב הצד המפר כמי שהעביר את כל זכויותיו על-פי ה-JOA ובנכס הנפט לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, לפי דרישה ראשונה, לחתום על כל מסמך ולעשות את כל הדרוש על-פי הדין כדי לתת תוקף להעברת הזכויות האמורה, ולהסיר כל עכבון או שיעבוד שיחולו על זכויות כאמור. זכויות ותרופות הצדדים הלא מפרים עקב הפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכויות ותרופות אחרות שתעמודנה לצדדים הלא מפרים.

צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענת קיזוז ולא יהיה רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו נגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(ט) אופן דילול אחזקת שותפים – העברת זכויות

צד יוכל להעביר את זכויותיו לצד ג' בכפוף לאישור יתר הצדדים ל-JOA, אשר לא יסרבו להעברה אלא מטעמים סבירים.

העברת זכויות ההשתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה רק אם ענתה על כל התנאים של ה-JOA, הכולל בין השאר את התנאים הבאים:

- (1) על אף ההעברה, יישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים, פיננסיים ואחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי 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 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; השיעבוד יהיה כפוף לכל אישור ממשלתי שיידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.

(י) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (Withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס הנפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וקובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים ברשיון.

צד המבקש לפרוש מה-JOA או מנכסי הנפט, חייב להודיע על החלטתו ליתר הצדדים, הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, תחת תנאים הקבועים ב-JOA (להלן: "**הודעת פרישה**"). בתוך 30 יום מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרה שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לפרויקט ולנכסי הנפט. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש כאמור לעיל, יפעל הצד הפורש להעביר במהירות האפשרית את זכויותיו לשותפים שבחרו שלא לפרוש (להלן: "**השותפים הנשארים**"). העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר הצד הפורש נושא בכל ההוצאות המתחייבות מעצם פרישתו כאמור לעיל, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תתחלק בהתאם לשיעור החזקותיהם.

7.28.8 הסכם תפעול משותף בחזקות לווייתן²¹³

(א) כללי

הפעילות במסגרת חזקות לווייתן נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 3.8.2008 (כפי שתוקן מעת לעת), אשר הצדדים לו כיום הינם השותפות ויתר השותפים בחזקות לווייתן כמפורט בסעיף 7.5.1 לעיל (להלן בסעיף 7.28.8 זה: "ההסכם" או "JOA").

מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי חזקות לווייתן (להלן בסעיף 7.28.8 זה: "נכס הנפט").

על-פי הסכמי התפעול הנ"ל, מונתה נובל למפעיל (Operator).

(ב) אופן ההתחשבות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל ההידרוקרבונים שיופק מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בו. כמו כן, אלא אם כן נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA וכל החבויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות²¹⁴, וכל זיכויים לחשבון המשותף²¹⁵, 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 מליון דולר -	4%
מ- 4 ועד 7 מליון דולר -	3%
מ- 7 ועד 12 מליון דולר -	2%
מעל 12 מליון דולר -	1%

²¹³ יצוין, כי עד יום 1.1.2012 הפעילות בחזקות לווייתן נעשתה במסגרת הסכם תפעול משותף אחד. ²¹⁴ 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. ²¹⁵ בהתאם להגדרות ה-JOA "החשבון המשותף" הינם חשבונות המוחזקים על-ידי המפעיל לטובת הפרויקט המשותף בהתאם לכללים שנקבעו ב-JOA ובכללי ההתחשבות.

נכון למועד פרסום הדוח, טרם נקבע שיעור התשלומים למפעיל בשלב הפיתוח וההפקה. השותפים ל-JOA מנהלים כיום בדיקה של בקשת המפעיל לתשלום דמי מפעיל בגין ההוצאות העקיפות.

(ג) זכויות וחובותיו של המפעיל

בהתאם ל-JOA יהיה המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים (אשר יכול שיהיו צד קשור/מסונף²¹⁶ של המפעיל או אחד מהצדדים ל-JOA או צד קשור/מסונף של אחד מהצדדים ל-JOA) לביצוע הפעולות המשותפות כאמור.

בניהול הפעולות המשותפות המפעיל, חייב, בין השאר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכס הנפט והכללים החלים עליו, החוקים, ה-JOA והוראות ועדת התפעול (אשר תפקידה מפורטים להלן); לנהל את כל הפעולות המשותפות בשקידה ובאופן בטוח ויעיל בהתאם לעקרונות המקובלים בתעשיית הנפט הבינלאומית בנסיבות דומות. כמו כן, נדרש המפעיל להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים ב-JOA בהתאם להוראות הכלולות בו.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונם ואחריותם גישה לפעולות המשותפות כולל הזכות להשקיף על פעולות משותפות ולבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים ב-JOA.

בכפוף לתנאי נכס נפט, התנאים החלים עליו וה-JOA, המפעיל יקבע את מספר העובדים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות. המפעיל יעסיק אך ורק את כח האדם הדרוש באופן סביר לביצוע הפעולות המשותפות.

המפעיל יספק לצדדים האחרים מידע ונתונים כמפורט ב-JOA ויאפשר להם גישה בכל זמן סביר לכל המידע הנ"ל.

המפעיל, כפי שתורה לו ועדת התפעול, יודיע לצדדים מיד על כל תביעות 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

²¹⁶ לעניין זה, "צד קשור/מסונף" מוגדר ב-JOA כגוף משפטי השולט או הנשלט על-ידי צד ל-JOA (במישרין או בעקיפין); למטרות ה-JOA, יראו בשותפות ובאבנר צדדים קשורים/מסונפים; ו-"שליטה" משמעו הבעלות (במישרין או בעקיפין) על יותר מ-50% מזכויות ההצבעה או היכולת לשלוט בקבלת ההחלטות בגוף המשפטי האמור.

פשרה או הגנה בתביעות כאמור. שום צד לא יתפשר לגבי חלקו היחסי בכל תביעה מבלי שהוכיח תחילה לועדת 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 המשותפים**") לא יישא (למעט כצד בשיעור השתתפותו בנכס הנפט) בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים מביצוע (או אי ביצוע) של תפקידיו והפונקציות שלו כמפעיל, והגופים המשותפים משוחררים על-פי ה-JOA מחבות לצדדים שאינם מפעיל לכל נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות וחבויות שהם תוצאה או נובעים מביצוע (או אי ביצוע) כאמור, אף אם נגרמו, באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית, משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

פרט לאמור אחרת בסעיף זה, הצדדים ל-JOA בהתאם לשיעורי השתתפותם בנכס הנפט יגנו וישפו את המפעיל ואת הגופים המשותפים על כל הנזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות (כולל הוצאות משפטיות ושכ"ט עו"ד סבירים) וחבויות, הנובעים מתביעות, דרישות או עילות תביעה שהוגשו על-ידי כל אדם או גוף משפטי ושהם תוצאה או נובעים מפעולות משותפות, אף אם נגרמו באופן מלא או חלקי, על-ידי פגם קודם, רשלנות (בלעדית משותפת או מקבילה), רשלנות רבתי, אחריות מוחלטת או כל אשמה חוקית אחרת של המפעיל או של כל גוף משופה כאמור.

שום דבר מהאמור בסעיף זה לא משחרר את המפעיל מחלקו בהתאם לשיעור השתתפותו, בכל נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות הנובעים או שהם תוצאה של או נובעים מפעולות משותפות. על אף האמור לעיל, אם נושאי משרה פיקוחית בכירה של המפעיל או של חברות הקשורות בו מעורבים ברשלנות רבתי אשר במקורב (proximately) גורמת לצדדים נזק, הפסד, עלות, הוצאה או חבות לתביעות, דרישות, או עילות תביעה כאמור לעיל, אזי, בנוסף לחבותו כצד בהתאם לשיעור השתתפותו, יישא המפעיל אך ורק בסך 5,000,000 דולר הראשונים של אותם נזקים, הפסדים, עלויות, הוצאות וחבויות.

על אף האמור לעיל, בשום מקרה לא יישא גוף משופה (למעט כצד בעל זכויות בנכס הנפט כדי שיעור זכויות ההשתתפות שלו) בחבות בגין נזקים או הפסדים סביבתיים או תוצאתיים.

(ד) ועדת התפעול (Operating Committee)

במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת התפעול, אשר בסמכותה ותפקידה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי נכס הנפט וה-JOA, 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.

(ה) תכניות עבודה ותקציבים

ה-JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם.

במקרה בו תתקבל החלטה על-ידי ועדת התפעול, לפיה ישנו ממצא הניתן להפקה מסחרית, המפעיל יגיש לצדדים, בהקדם האפשרי לאחר קבלת ההחלטה הנ"ל, תוכנית פיתוח ותקציב מוערכים לגבי אותו ממצא אשר יכללו, בין היתר, את העבודות, לוחות זמנים וכח האדם הנדרשים בקשר לפיתוח הממצא, מתווה לשטח שממנו תתבצע ההפקה, הערכה לגבי מועד תחילת ההפקה וכל מידע אחר שיידרש על-ידי ועדת התפעול. תוכנית העבודה והתקציב המוצעים כאמור יהיו כפופים לשקילה מחדש, שינוי, תיקון ואישור על-ידי ועדת התפעול בהקדם האפשרי ובהתאם למועדים שנקבעו ב-JOA.

התקשרות המפעיל בחוזים במסגרת פעולות חיפוש 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 חיפוש, 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 לועדת התפעול לאישורה AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות הנ"ל אינן פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

(ו) פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרים בהסכם כ- "Exclusive Operations" ומוכרות בתעשיית חיפושי הנפט כפעולות "Sole Risk") לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים משתתפים בהן. ה-JOA קובע כללי מסגרת לביצוע פעולות "Sole Risk".

(ז) התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו

בכפוף להוראות ה-JOA רשאי המפעיל בכל עת, בהודעה מוקדמת של 120 יום לפחות להתפטר מתפקידו כמפעיל.

בכפוף להוראות ה-JOA המפעיל יועבר מתפקידו בקרות אחד מהמקרים הבאים: (1) אם נעשה חדל פרעון, פושט רגל או אם עשה הסדר לטובת נושיו; (2) עם מתן הודעה על-ידי צד להסכם במקרה של צו בית משפט או החלטה בת תוקף לארגון מחדש על-פי חוקי פשיטת הרגל; (3) אם מתמנה כונס נכסים לחלק משמעותי מנכסיו; או (4) אם המפעיל התפרק או מפסיק את קיומו באופן אחר.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של צדדים אחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) אם הפר הפרה יסודית של ה-JOA ולא החל בתיקון ההפרה בתוך 30 יום מהמועד שיקבל הודעה המפרטת את דבר ההפרה האמורה, או שלא המשיך בשקידה להשלים את תיקון ההפרה. לכל החלטה של הצדדים האחרים ל-JOA (שאינם מפעיל) ליתן הודעה על ההפרה למפעיל תידרש הצבעה בעד של לפחות צד אחד מתוך הצדדים שאינם מפעיל (או צד קשור/מסונף של המפעיל) המחזיקים ביחד לפחות 65% מסך זכויות ההשתתפות של הצדדים שאינם מפעיל.

כאשר חל שינוי בזהות המפעיל כאמור לעיל, אזי ועדת התפעול תתכנס בהקדם האפשרי על מנת למנות מפעיל, ואולם שום צד ל-JOA לא יתמנה כמפעיל נגד רצונו. למפעיל שהועבר מתפקידו או לצד קשור/מסונף לו אין זכות להצביע עבור עצמו או להיות מועמד לתפקיד המפעיל.

(ח) סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות המשותפות (כולל מקדמות וריביות) או שלא השיג או שמר על בטחונות הנדרשים ממנו, יחשב כצד מפר (להלן: "צד מפר").

החל מתום 5 ימים מיום שניתנה לצד המפר הודעת פיגור, וכל עוד הפיגור לא תוקן, לא יהיה הצד המפר זכאי, בין היתר, להשתתף באסיפות ועדת התפעול או להצביע בהן, לקבל מידע הנוגע לפעולות המשותפות ולהעביר את זכויות ההשתתפות שלו או חלק מהן למעט לצדדים מפרים.

כל צד שאיננו הצד המפר (להלן: "צד לא מפר") חייב לשאת בחלקו היחסי (כפי חלקו לעומת חלקם של כל הצדדים הלא מפרים האחרים), בסכום שבהפרה (למעט ריבית), ולשלם סכום זה למפעיל תוך 10 ימים ממועד קבלת הודעה בגין ההפרה, ואם לא יעשה כן יהפוך הוא עצמו להיות צד מפר.

כל עוד נמשכת ההפרה, הצד המפר לא יהיה זכאי לקבל את החלק לו הוא זכאי בתפוקה, וחלק זה יהיה לקניינם של הצדדים הלא מפרים והם יהיו רשאים, תוך נקיטת ההליכים המפורטים ב-JOA, לגבות מתוכו את המגיע להם עד לתשלום מלא של הסכום שבהפרה (כולל הקמת קרן רזרבית). כל סכום עודף ישולם לצד מפר וכל סכום חסר יישאר חוב של הצד המפר לצדדים הלא מפרים.

אם הצד המפר לא יתקן את ההפרה בתוך 30 יום מתאריך ההודעה על ההפרה, אזי מבלי לפגוע בכל זכות אחרת שתהיה לצדדים הלא מפרים על-פי ה-JOA, לכל צד לא מפר תהיה האופציה (הניתנת להפעלה בכל עת עד לתיקון מלא של ההפרה) לדרוש מהצד המפר לפרוש לחלוטין מה-JOA ומנכס הנפט. אם מומשה האופציה הנ"ל ייחשב הצד המפר כמי שהעביר ביום ההודעה על ההפרה את כל זכויותיו על-פי ה-JOA ובנכס הנפט לצדדים הלא מפרים, והוא יהיה חייב, לפי דרישה ראשונה, לחתום על כל מסמך ולעשות את כל הדרוש על-פי הדין כדי לתת תוקף להעברת הזכויות האמורה, ולהסיר כל עכבון או שעבוד שיחולו על הזכויות האמורות.

זכויות ותרופות הצדדים הלא מפרים עקב ההפרה כאמור הינן בנוסף לכל זכות או תרופה אחרת שתעמוד לצדדים הלא מפרים על-פי הדין.

עקרון יסודי של ה-JOA הוא שכל צד חייב לשלם במועד את חלקו היחסי (כדי שיעור השתתפותו בשטח ה-JOA) בכל הסכומים המגיעים ממנו על-פי ה-JOA. לפיכך, כל צד שהפך להיות צד מפר מוותר על טענות קיזוז ולא היה

רשאי להעלותה כלפי הצדדים הלא מפרים אשר הפעילו כנגדו את ההליכים הקבועים ב-JOA בגין אי תשלום הסכומים המגיעים ממנו במועד.

(ט) העברת זכויות

העברת זכויות השתתפות של צד בנכס הנפט, כולן או חלקן, תהיה תקפה אם ענתה על כל התנאים המפורטים ב-JOA, הכוללת בין היתר את התנאים כדלקמן:

- (1) פרט למקרה שצד מעביר את כל זכויות ההשתתפות שלו בנכס נפט, לא תעשה העברת זכויות אשר על-פי תוצאתה יישארו בידי המעביר או הנעבר זכויות השתתפות בנכס הנפט וב-JOA של פחות מ-10%.
- (2) על אף ההעברה, יישאר הצד המעביר חייב כלפי הצדדים האחרים ל-JOA בגין כל החיובים הפיננסיים ואחרים, אשר היו מוקנים, הבשילו או נצברו על-פי נכס הנפט וה-JOA לפני מועד ההעברה לרבות כל ההוצאות שאושרו על-ידי ועדת התפעול לפני שהצד המעביר נתן הודעה בדבר העברת הזכויות המוצעות לצדדים האחרים ל-JOA.
- (3) לנעבר לא תהיינה זכויות על-פי נכס הנפט או על-פי ה-JOA, כל עוד ועד אשר לא קיבל את האישור הממשלתי הדרוש והתחייב במפורש במסמך בכתב לשביעות רצון הצדדים האחרים, לבצע את התחייבויות המעביר על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA בגין זכויות ההשתתפות המועברות אליו, ולא העמיד הנעבר את הערבויות הנדרשות על-ידי הממשלה או תנאי נכס הנפט.
- (4) אין באמור כדי למנוע מצד ל-JOA למשכן או לשעבד בדרך אחרת, כל או חלק מהאינטרס שלו בשטח נכס הנפט או ב-JOA כבטוחה למימון, בכפוף לכך שאותו צד יישאר אחראי לכל ההתחייבויות הנוגעות לאינטרס האמור. השעבוד או המשכון כאמור יהיו כפופים לכל אישור ממשלתי שיידרש ויעשה במפורש כמשני (Subordinated) לזכויות של הצדדים האחרים לפי ה-JOA.
- (5) למקבל ההעברה, למעט גוף קשור אליו, לא תהיינה זכויות בנכס הנפט וב-JOA, אלא אם כן הצדדים האחרים ל-JOA הסכימו בכתב להעברה, בכפוף להוכחת יכולתו של הנעבר למלא את התחייבויותיו על-פי נכס הנפט וה-JOA.

(י) פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס נפט שהוא משתתף בו (ומה-JOA החל עליו) וכן קובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית, וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים לנכס הנפט וה-JOA.

צד המבקש לפרוש מנכס הנפט, חייב במתן הודעה על החלטתו ליתר הצדדים (להלן: "הודעת פרישה"). הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, בכפוף לתנאים הקבועים ב-JOA. בתוך 30 ימים מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרים שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לנכס הנפט ול-JOA. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש, יפעל כל אחד מהצדדים הפורשים על מנת להעביר בהקדם האפשרי את זכויותיו כאמור לשותף/שותפים שבחר/ו לא לפרוש. העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר כל אחד מהצדדים הפורשים נושא בכל ההוצאות בגין פרישתו, למעט אם הוחלט אחרת. העברת הזכויות לצדדים הנשארים תהיה בהתאם לשיעור אחזקותיהם.

7.28.9 הסכם תפעול משותף ברשיון חנה

הסכם התפעול המשותף החל על רשיון חנה, מכסה את אותם הנושאים הכלולים בהסכם התפעול של פרויקט ים תטיס (לפרטים ראו סעיף 7.28.4 לעיל), כאשר החלטות מתקבלות ב"רוב קובע" שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד לפחות 60% מסך הזכויות ברשיון. נובל משמשת כמפעילה.

7.28.10 הסכם תפעול משותף ברשיון רות C

הסכם התפעול המשותף החל על רשיון רות C, מכסה את אותם הנושאים הכלולים בהסכם התפעול של פרויקט ים תטיס (לפרטים ראו סעיף 7.28.4 לעיל), כאשר החלטות מתקבלות ב"רוב קובע" שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד לפחות 60% מסך הזכויות ברשיון. נובל משמשת כמפעילה.

7.28.11 הסכם תפעול משותף ברשיונות אלון

הסכם התפעול המשותף החל על רשיונות אלון, מכסה את אותם הנושאים הכלולים בהסכם התפעול של פרויקט ים תטיס (לפרטים ראו סעיף 7.28.4 לעיל), כאשר החלטות מתקבלות ב"רוב קובע" שהוא הצבעה חיובית בעד ההחלטה של לפחות שני משתתפים שאינם צדדים קשורים המחזיקים ביחד לפחות 60% מסך הזכויות ברשיון. נובל משמשת כמפעילה.

7.28.12 הסכם תפעול משותף בבלוק 12

הסכם התפעול המשותף כאמור מכסה את אותם הנושאים והינו במתכונת דומה להסכם התפעול שחל במסגרת פרויקט ים תטיס (לפרטים ראו סעיף 7.28.4 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.

7.28.13 הסכמים לגבי תשלום תמלוגים למדינה ולבעלי עניין בשותפות

(א) הסכם העברת זכויות

(1) בין דלק אנרגיה ודלק ישראל (להלן בסעיף זה: "**המעבירות**") לבין השותף הכללי בשותפות, נחתם בשנת 1993 הסכם העברת זכויות, לפיו העבירו המעבירות לשותפות זכויות במספר רשיונות והשותפות התחייבה לשלם למעבירות (דלק אנרגיה – 75% ודלק ישראל – 25%) תמלוגים בשיעורים המפורטים להלן מכל חלקה של השותפות הנפט 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 הינם: עד מועד החזר ההשקעה של השותפות – ישולמו תמלוגים בשיעור של 5% מנכסי נפט ביבשה ו-3% מנכסי נפט בים, ולאחר מועד החזר השותפות – ישולמו תמלוגים בשיעור של 15% מנכסי נפט ביבשה ו-13% מנכסי נפט בים. זכותה של דלק ישראל כאמור הועברה ביום 30.3.2000 לדלק השקעות²¹⁷.

בהתאם להסכם העברת הזכויות, נחתם בין השותפות לבין המעבירות שטר תמלוגים מיום 3.3.2003 כפי שתוקן ביום 2.3.2009 וביום 30.5.2010, לצורך רישום זכות התמלוגים בפנקס הנפט המתנהל על-פי חוק הנפט.

(2) המונח "**מועד החזר ההשקעה**" משמעו – המועד לאחר חתימת הסכם העברת הזכויות אשר בו שווי התקבולים (נטו) (כהגדרתו להלן) אשר השותפות קיבלה או זכאית לקבל בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו נמצא הממצא, כשהם מחושבים בדולרים (לפי השער היציג המתפרסם על-ידי בנק ישראל) יגיע לסכום השווה למלוא שווי כל הוצאות השותפות באותו נכס הנפט (כהגדרתו להלן) כשהן מחושבות בדולרים (לפי השער היציג כאמור).

המונח "**שווי התקבולים (נטו)**" משמעו – שווי כל התקבולים כפי שיאושרו על-ידי רואי חשבון של השותפות בגין נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שהופקו ונוצלו מנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) (להלן: "**שווי התקבולים (ברוטו)**") לאחר ניכוי כל הוצאות הפקתם ותמלוגים ששולמו בגינם.

המונח "**שווי כל הוצאות השותפות**" משמעו – כל ההוצאות שהשותפות הוציאה בנכס הנפט (דהיינו - רשיון או חזקה) בו מופק

הנפט ו/או הגז ו/או החומרים בעלי ערך אחרים אך 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.

(3) המעבירות או מי מהן תהיינה רשאיות לקבל את התמלוגים הנ"ל או מקצתן בעין, דהיינו, לקבל בעין חלק מן הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט, שבהם יש לשותפות אינטרס (עד גובה השיעור הנזכר לעיל). בחרה אחת המעבירות או שתיהן לקבל את התמלוג בעין יסדירו הצדדים את האופנים והמועדים בהם יקבלו המעבירות האמורות את התמלוג. אם ובמידה ואחת המעבירות לא תבחר לקבל התמלוגים בעין, תשלם השותפות לאותה מעבירה 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 למעבירה. התשלום כאמור יעשה אחת בכל חודש. מדידת הכמויות של נפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט לצורך חישוב התמלוגים המגיעים למעבירות ייעשו בהתאם לעקרונות מקובלים בענף הנפט.

(4) השותפות תנהל רישומים מלאים ומדויקים לגבי חלקה בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. כל אחת מהמעבירות תהא זכאית למנות רואה חשבון אשר יהיה רשאי לעיין, לבדוק ולהעתיק בשעות העבודה הרגילות את פנקסי השותפות ויתר המסמכים והרישומים הנוגעים לזכות המעבירות לתמלוגים על-פי הסכם העברת הזכויות.

(5) הזכות לתמלוגים כאמור תהא צמודה לחלקה של השותפות בכל אחד מנכסי הנפט בהם יש לה אינטרס. אם תעביר השותפות את זכויותיה בנכס נפט בו יש לה אינטרס תגרום השותפות לכך שמקבל ההעברה יקבל על עצמו את כל ההתחייבויות לתשלום תמלוג כאמור לעיל. האמור לעיל לא יחול במקרה של חילוט נכס עקב פיגור השותפות.

(ב) אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים למדינה

ולצדדים קשורים²¹⁸

(1) תשלום תמלוגים מפרויקט ים תטיס

א. בהסכם העברת הזכויות נקבע כאמור כי במידה והמעבירות לא תבחרנה לקבל את התמלוגים בעין, תשלם השותפות למעבירות את שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים.

ב. יצוין כי חוק הנפט קובע, בין היתר, כי בעל חזקה חייב בתמלוג בשיעור שמינית (12.5%) מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה וכי בעל חזקה ישלם לאוצר המדינה את "שווי השוק של התמלוג על פי הבאר".

ג. בין דלק אנרגיה וקבוצת דלק (להלן: "**בעלות התמלוג**") לבין השותפות הוסכם כי אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים לבעלות התמלוג מפרויקט ים תטיס, יעשה בהתאם לאותם עקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה בהתאם להוראות חוק הנפט לרבות ובהתאם לקבוע במכתב הממונה על ענייני הנפט מיום 19.7.2004 (להלן בסעיף זה: "**מכתב הממונה**"). ממכתב הממונה על ענייני הנפט ומסיכום דיון מיום 15.11.2004 בין הממונה על ענייני הנפט לבין נציגי שותפי ים תטיס עולה כי לצורך חישוב השווי בפי הבאר של תמלוגי המדינה בגין מאגרי הגז הטבעי מרי B ונועה צפון הוחלט לאמץ את עקרונות הנוסחה האנגלית, לפיה מכירה המדינה בסוגי הוצאות מסוימים, ובכלל זאת צנרת, פלטפורמה, מתקני הפקה על היבשה, ציוד תת-ימי, הוצאות תפעול והוצאות ריבית, על-פי שיעורים מסוימים שנקבעו לסוגי ההוצאות השונים (להלן: "**ההוצאות המוכרות**").

על פי ההסדר הנ"ל, לצורך חישוב השווי על-פי הבאר של תמלוגי המדינה ינוכו ההוצאות המוכרות כפחת שנתי מסה"כ המכירות, בהתאם לכמות הגז שהופקה ונמכרה מדי שנה ביחס לכמות העתודות שהיתה במועד תחילת ההפקה. כתוצאה מיישום עקרונות הנוסחה האנגלית בהתאם לסיכום הנ"ל ובהתחשב במתווה מכירת הגז בין שותפי תמר לשותפי ים תטיס כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) לעיל, השיעור בפועל של תמלוגי

²¹⁸ לפרטים בדבר תביעה שהוגשה על-ידי השותפות ביחד עם אבנר ונובל בקשר לתשלומי יתר של תמלוגים למדינה, ראו סעיף 7.30.4 להלן.

המדינה בפרויקט ים-תטיס²¹⁹ (היינו, שיעור תמלוגי המדינה ששולמו בפועל ביחס לתקבולי המכירות) בשנים 2012, 2013 ו-2014 עמד על כ-8.4%, כ-10.72% וכ-8.3%, בהתאמה, ובהתאם לכך חושבו בשנים אלו, באופן יחסי, גם התמלוגים ששילמה השותפות לבעלות התמלוג (בחזקת אשקלון: בשנת 2012 כ-10%; בשנת 2013 כ-5.67% ובשנת 2014 כ-8.63%. בחזקת נועה: בשנת 2012 כ-0.8%; בשנת 2013 כ-2.65%²²⁰).

ד. בחודש אוקטובר 2013 קיבלו שותפי ים תטיס ממשד האנרגיה טיוטת דוח ביקורת תמלוגים בגין שנים 2011-2012 (להלן בסעיף זה: **"טיטת הדוח"**). במסגרת טיוטת הדוח, הוצגה עמדת משרד האנרגיה בדבר אופן יישום עקרונות הנוסחה האנגלית לרבות רכיבים שאמורים להיכלל במסגרת תחשיב שיעור התמלוג למדינה, בין אם הוספה של רכיבים ו/או צמצום של רכיבים שנדרשו בגין השנים הנ"ל ו/או התאמתם.

נכון למועד פרסום הדוח, שותפי ים תטיס נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב שווי השוק של תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס. לאור טענות משרד האנרגיה כאמור, הוסכם כי עד להשלמת הדיונים בעניין זה כאמור לעיל ישלמו שותפי ים תטיס מקדמות על חשבון תמלוגים בשיעור של כ-11.96% בגין ההכנסות מפרויקט ים תטיס. לעמדת שותפי ים תטיס חישוב התמלוגים שבוצע על ידה תואם ההסדר המוסכם משנת 2004 כאמור לעיל. אם וכאשר תתברר עמדת משרד האנרגיה כנכונה תידרש השותפות לתשלום נוסף של כ-4.2 מיליון דולר.

יצוין, כי לעמדת השותפות חישוב התמלוגים שבוצע על ידה תואם את ההסדר המוסכם משנת 2004 כאמור לעיל, תוך התבססות על חוות דעת משפטיות התומכות בעמדתה, ועל כן בכוונתה למצות את זכויותיה בנושא זה.

(2) תשלום תמלוגים מפרויקט תמר

א. יודגש, כי לעמדת משרד האנרגיה הסדר תשלום התמלוגים למדינה וחישוב שווי תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס, הינו ספציפי לפרויקט זה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפים בפרויקט תמר לרבות השותפות נמצאים בדיון עם הממונה על ענייני הנפט לגבי אופן חישוב שווי השוק של

²¹⁹ יצוין כי שיעור התמלוג למדינה בפועל בפרויקט ים תטיס בשנים 2012-2013 היה נמוך משיעור התמלוג הממוצע בשנים הקודמות בעיקר עקב רישום הוצאות פחת בגין עלויות הפיתוח של מאגרי נועה צפון והפינקלס שבאו לידי ביטוי בתחשיב בהתאם להסדר האמור בשנה זו.

²²⁰ בשנת 2014 לא בוצעה הפקה ממאגר נועה.

התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר והוסכם כי עד להשלמת הדיונים האמורים ישלמו שותפי תמר למדינה מקדמות על חשבון התמלוגים בשיעור של 12% בגין ההכנסות מפרויקט תמר. כמו כן, עמדת המפעילה ויתר שותפי תמר הינה כי תחשיב השיעור בפועל של תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט תמר צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בו והיקף ההשקעות בפרויקט וזאת בהשוואה לפרויקט ים תטיס. יצוין, כי על-פי תחשיב המבוסס על עקרונות "הנוסחה האנגלית", אשר מהווה את האומדן הקרוב ביותר להסכם אשר נחתם עם המדינה בפרויקט ים תטיס, שיעור התמלוג בפועל למדינה בפרויקט תמר בשנים 2013 ו-2014 הינו כ-11.17% וכ-11.23%, בהתאמה.

ב. יצוין, כי אופן חישוב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים המגיעים לבעלות התמלוג מפרויקט תמר, נעשה על-ידי השותפות בהתאם לאותם עקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה כאמור. לפיכך, שיעור התמלוג בפועל לבעלות התמלוג מפרויקט תמר בשנים 2013 ו-2014 הינו כ-2.7% לכל אחת מהשנים (נכון למועד פרסום הדוח, טרם חל מועד החזר ההשקעה).

(3) תשלום תמלוגים מפרויקטים נוספים

נכון למועד פרסום הדוח, אין סיכום כלשהו עם הממונה על ענייני הנפט לגבי אופן חישוב התמלוג בפועל למדינה בפרויקטים עתידיים אחרים שהשותפות תהיה צד להם. לפיכך, נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן להעריך כיצד יחושב שווי השוק על-פי הבאר של התמלוגים שישולמו מפרויקטים עתידיים אחרים למדינה ולבעלות התמלוג.

(ג) פסק בורר לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה"

בשנת 2002 מונה בהסכמה בין השותפות לבין המעבירות פוסק מומחה לצורך קביעת משמעותם הנכונה של הגדרות ומונחים מסוימים בנושא התמלוגים שהשותפות חייבת בהם כאמור לעיל, ובעיקר לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה" ביחס לפרויקט ים תטיס.

בהחלטתו חיווה, הבורר, שמונה את דעתו בקובעו, בין היתר, את דרך החישוב והאלמנטים השונים שיש ואין לקחת בחשבון לצורך קביעת "מועד החזר ההשקעה", ובכלל זה:

(1) כי יש לקחת בחשבון אך ורק הכנסות/תקבולים (Receipts) שנתקבלו עבור נפט ו/או גז טבעי ו/או חומרים בעלי ערך אחרים (להלן ביחד: "נפט ו/או גז"), אשר הופקו ונוצלו מנכסי הנפט (ואושרו ככאלה על-ידי רואי החשבון של השותפות); וכן

- (2) כי יש לקחת בחשבון אך ורק את שווי הוצאות השותפות שהוצאו בנכס הנפט (הרשיון או החזקה) אשר בו הופקו הנפט ו/או הגז (ואושרו ככאלה על-ידי רואי החשבון של השותפות); וכי – במידה והוצאה נעשתה ביותר מנכס נפט אחד כאמור, יש לפצלה בין נכסי הנפט שבהם נעשתה ו/או שאותם היא נועדה לשרת. כך, מקום שההוצאה נעשתה בנכס נפט א' אשר ממנו, בסופו של יום, לא הופקו נפט ו/או גז – הוצאה זו לא תילקח בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה בנכס נפט ב' אשר ממנו מופקים הנפט ו/או הגז; וכן
- (3) כי ההוצאה בגין פעולות 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
- (4) כי יש לקחת בחשבון הוצאות בגין מתקנים (ביבשה ובמדף היבשה) לרבות לצורך הפקה, טיפול, הולכה, מדידה, איחסון, תיפעול, הוצאות אחזקה ותיפעול והוצאות שיווק ומכירה (כולל הסכמי המכירה) של הגז; וכן
- (5) כי לגבי הוצאות הנלקחות בחשבון לצורך קביעת מועד החזר ההשקעה יש לקחת בחשבון הוצאות שנעשו במלואן (ללא פחת) והוצאות מימון; וכן
- (6) כי קביעת מועד החזר ההשקעה היא חד-פעמית, ומשנקבע אין חזרה ממנו, גם אם לאחר מכן נוצר פעם נוספת מצב שבו ההוצאות בנכס הנפט עולות על ההכנסות המתקבלות מתפוקת הנפט ו/או הגז מאותו נכס נפט.

7.28.14 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 באשדוד 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 ישלמו שותפי תמר לשותפי ים תטיס סך כולל של 380 מיליון דולר בתשלומים המתחילים לאחר תחילת ההזרמה מפרויקט תמר ומסתיימים ביום 31.12.2015 כמפורט בהסכם השימוש.

(ד) ההסכם כולל, בין היתר, הוראות המסדירות את מערכת היחסים בין שותפי תמר לבין שותפי ים תטיס במהלך כל תקופת השימוש במתקני ים תטיס, לרבות בכל הקשור לניהול מתקני ים תטיס, מנגנון חלוקת הוצאות תפעול מתקני ים תטיס וחלוקת ההוצאות ההוניות של מתקני ים תטיס בקשר עם הכנת ושדרוג מתקני ים תטיס לקבלת גז טבעי מפרויקט תמר המבוסס על יחסי היקף תפוקת הגז בין פרויקט ים תטיס לבין פרויקט תמר, מגבלות על העברה ו/או שעבוד של זכויות הצדדים להסכם השימוש ומנגנון בורות לפתרון מחלוקות בין הצדדים.

(ה) הבעלות על מתקני ים תטיס המשודרגים תישאר בידי שותפי ים תטיס ובהסכם השימוש יקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

7.29 הסכמים למכירת ו/או לרכישת זכויות בנכסי נפט

7.29.1 הסכמים למכירת זכויות ברשיונות רות D ואלון E

(א) ביום 23.2.2011 חתמה השותפות (ביחד עם אחרים) על הסכמים מותנים עם צדדים שלישיים (להלן בסעיף זה: "**הרוכשות**") למכירת שיעור מסוים מזכויותיה ברשיונות רות D ו-אלון E (להלן בסעיף זה: "**הזכויות ברשיונות**"), לפיהם תמורת העברת הזכויות ברשיונות תהיה השותפות זכאית, בין היתר, לקבל מהרוכשות תמלוגים בשיעור של 3% מהזכויות ברשיונות (להלן בסעיף זה: "**תמלוג השותפות**") וכן לכך שהרוכשות תשאנה בחלק מסוים מהוצאות החיפושים ברשיונות בגין חלקה של השותפות בהוצאות (להלן בסעיף זה: "**הזכות הנישאת**"). על פי הסכמה בין השותפות לבין דלק אנרגיה וקבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "**בעלות התמלוג**") יחולו ביחס לזכויות ברשיונות שתועברנה לרוכשות כאמור לעיל ההוראות הבאות: (א) הזכויות ברשיונות תועברנה לרוכשות שלא בכפוף לזכות התמלוגים של בעלות התמלוג; (ב) חלק זכות התמלוגים ביחס לזכויות ברשיונות תהיינה בעלות התמלוג זכאיות לתמלוגים בשיעור של 13% מתוך תמלוג השותפות (כהגדרתו לעיל), וכן לחלק היחסי משווי הזכות הנישאת שתשולם בפועל, בשיעור השווה לשיעור התמלוג.

(ב) לעמדת הממונה על ענייני הנפט הבקשה להעברת הזכויות ברשיונות רות D ואלון E לא הושלמה, ולפיכך הרשיונות לא הוארכו, ועל כן ביום 29.3.2012 הגישה השותפות ערעור לשר האנרגיה על החלטת הממונה על ענייני הנפט

שלא להאריך את תוקפם של הרשיונות. ביום 15.9.2014 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיונות רות D ואלון E על החלטתו לדחות את הערעור. לאור החלטת שר האנרגיה כאמור, פועלת השותפות להגשת עתירה לבג"צ על החלטת שר האנרגיה כאמור, לשם מימוש זכויותיה בקשר עם הרשיונות רות D ואלון E.

7.29.2 הסכמים למכירות זכויות ברשיונות אביה וקרן

(א) ביום 23.2.2011 חתמה השותפות (ביחד עם אחרים) על הסכמים מותנים עם צדדים שלישיים (להלן בסעיף זה: "**הרוכשות**") למכירת שיעור מסוים מזכויותיה ברשיונות אביה ו-קרן (להלן בסעיף זה: "**הזכויות ברשיונות**"), לפיהם תמורת העברת הזכויות ברשיונות תהיה השותפות זכאית, בין היתר, לתמלוגים בשיעור של 3% מהזכויות שיועברו (להלן בסעיף זה: "**תמלוג השותפות**") וכן לכך שהרוכשות תשאנה בחלק מסוים מהוצאות החיפושים ברשיונות בגין חלקה של השותפות בהוצאות (להלן בסעיף זה: "**הזכות הנישאת**"). על פי הסכמה בין השותפות לבין דלק אנרגיה וקבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "**בעלות התמלוג**"), יחולו ביחס לזכויות ברשיונות שתועברנה לרוכשות כאמור לעיל ההוראות הבאות: (א) הזכויות ברשיונות תועברנה לרוכשות שלא בכפוף לזכות התמלוגים של בעלות התמלוג; (ב) חלף זכות התמלוגים ביחס לזכויות ברשיונות תהיינה בעלות התמלוג זכאיות לתמלוגים בשיעור של 13% מתוך תמלוג השותפות (כהגדרתו לעיל), וכן לחלק היחסי משווי הזכות הנישאת שתשולם בפועל, בשיעור השווה לשיעור התמלוג.

(ב) לאחר הגשת הבקשה לאישור העברת הזכויות, הודיע הממונה על ענייני הנפט כי הרשיונות אביה וקרן לא יוארכו הואיל ולא התמלאו כל התנאים להעברת הזכויות במסגרת הרשיונות ועל כן ביום 1.4.2012 הגישה השותפות ערעור לשר האנרגיה על החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפם של הרשיונות.

(ג) ביום 15.9.2014 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיונות אביה וקרן על החלטתו לדחות את הערעור.

(ד) ביום 12.3.2015 הגישה השותפות ביחד עם אבנר (להלן יחד בסעיף זה: "**העותרות**"), עתירה לבג"צ, הכוללת בעיקרה בקשה למתן צו על תנאי נגד שר האנרגיה והממונה על ענייני הנפט (להלן יחד בסעיף זה: "**המשיבים**"), אשר מורה להם ליתן טעם מדוע לא תבוטל החלטת שר האנרגיה, הדוחה את הערעור ומדוע לא יוארך תוקפם של רשיונות אביה וקרן (להלן בסעיף זה: "**העתירה**").

ביסודה של העתירה הסכם אליו הגיעו העותרות עם הממונה על ענייני הנפט, לפיו יותר להן להמשיך ולהחזיק ברשיונות אביה וקרן אם יוותרו על רשיונות אחרים שניתנו להם, ויעבירו 75% מרשיונות אביה וקרן (כמפורט

בסעיף קטן (א) לעיל), באופן שהחזקותיהן בהם לא יעלו על 25%. לטענת העותרות, הממונה על ענייני הנפט מנע את העברת הזכויות ברשיונות אביה וקרן ואת קיום ההסכם, ואף סירב להאריך את תוקף הרשיונות כאמור שפקעו.

העתירה מכוונת להחלטת שר האנרגיה לדחות את ערעורן של העותרות על התנהלותו של הממונה על ענייני הנפט בעניין ובמסגרתה טענו העותרות, בין היתר, כי התנהלותו של הממונה על ענייני הנפט עולה כדי הפרה של הסכם שלטוני, וכן כי לא קיים בעניין הליך הוגן, באופן שנמנעה מהן זכות הטיעון בפני שר האנרגיה בטרם נתן החלטתו בערעור.

עוד ביום הגשת העתירה, ניתנה החלטה מאת בית המשפט, המורה למשיבים להגיב לעתירה עד ליום 30.4.2015.

7.29.3 הסכם לרכישת אופציה לרכישת זכויות ברשיונות נטע ורועי

(א) בהתאם להסכם שנחתם ביום 26.11.2012 בין השותפות ואבנר (להלן בסעיף זה: **"השותפויות"**) מצד אחד, לבין Edison מצד שני, העניקה Edison לשותפויות אופציה לרכוש ממנה את האופציה שהוענקה לה על-ידי רציו לרכישת זכויות השתתפות בשיעור של 20% (מתוך 100%) ברשיונות נטע ורועי שהוענקו על-ידי הממונה על ענייני הנפט ביום 15.4.2013 חלף היתר מוקדם 202/גל אשר פקע ביום 15.8.2011 (להלן: **"אופציית Edison"**), והכל בהתאם ובכפוף לאותם תנאים בהם מחזיקה Edison את האופציה כאמור לעיל.

(ב) בהתאם לאופציית Edison תהא התמורה כדלקמן:

(1) בגין 10% הראשונים (מתוך ה-20%) מזכויות ההשתתפות ברשיונות נטע ורועי תשלם Edison החזר בגין הוצאות העבר שהוצאו על-ידי רציו בקשר עם הפעולות בהיתר מוקדם גל וברשיונות נטע ורועי (להלן: **"הוצאות העבר"**) עד למועד ההודעה על מימוש האופציה כאמור.

(2) בגין 10% הנותרים, תשלם Edison החזר בגין הוצאות העבר עד למועד ההודעה על מימוש האופציה וכמו כן, תעניק Edison לרציו ולאיתן אייזנברג בע"מ, תמלוגי על בשיעור של 4% (כל אחד) וביחד 8%, ביחס ל-10% הנותרים, ככל שימומשו (דהיינו תמלוגים בשיעור של 0.8% מתוך ה-100%), בנפט ו/או גז שיופקו משטח רשיונות נטע ורועי לאחר החזר השקעה.

(ג) Edison זכאית לממש את האופציה ביחס לרכישת זכויות השתתפות של 10% הראשונים בלבד או יחד עם האופציה לרכישת 10% הנותרים.

(ד) Edison רשאית לממש את האופציה עד 15 יום לאחר שהחליטו בעלי הזכויות ברשיונות נטע ורועי על אישור תכנית העבודה והתקציב בקשר עם ביצוע

קידוח הניסיון הראשון ברשיונות נטע ורועי (להלן בסעיף זה: **"החלטת קידוח"**).

(ה) השותפויות רשאיות לממש את האופציה לרכישת אופציית Edison עד 14 יום לאחר קבלת החלטת קידוח כאמור.

(ו) העברת הזכויות במסגרת אופציית Edison (אם וככל שתמומש האופציה כאמור) כפופה לקיומם של מספר תנאים מתלים ובהם קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט ואישור הממונה על ההגבלים.

(ז) יובהר כי אין כל ודאות שיתקבל אישור אסיפת בעלי היחידות לתיקון הסכם השותפות ושיתקבל אישור הממונה על ענייני הנפט ו/או הממונה על ההגבלים, ככל שידרש לצורך מימוש האופציה, אם וככל שיוחלט על מימושה.

(ח) בהנחה שהשותפויות יממשו במלואה את האופציה לרכישת אופציית Edison ויקבלו את הזכויות ברשיונות נטע ורועי, יהיו שיעורי זכויות ההשתתפות ברשיונות כאמור כדלקמן:

רציו – 50%

Edison – 20%

הזדמנות ישראלית – 10%

אבנר – 10%

השותפות – 10%

(ט) נכון למועד פרסום הדוח, השותפות טרם מימשה את האופציה לרכישת אופציית Edison ואין כל וודאות שהיא תרכוש את הזכויות ברשיונות נטע ורועי.

7.30 הליכים משפטיים

7.30.1 ביום 18.6.2014 הוגשה בקשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד שותפי תמר (להלן: **"בקשת האישור"**). עניינה של הבקשה האמורה במחיר שבו מוכרים שותפי תמר גז טבעי לחברת החשמל.

בבקשת האישור נטען כי מחיר הגז לחברת החשמל הוא מחיר בלתי הוגן המהווה ניצול לרעה של מעמדם של שותפי תמר כבעלי מונופולין בתחום אספקת גז טבעי בישראל, באופן המנוגד לסעיף 29א לחוק ההגבלים העסקיים.

הסעדים המבוקשים בבקשת האישור הם: פיצוי של כל צרכני החשמל בהפרש שבין המחיר ששילמה חברת החשמל עבור גז טבעי שסופק על ידי שותפי תמר לבין מחירו ההוגן, המוערך בסך כולל של 2.456 מיליארד ש"ח (במונחי 100%), וכן צווים הצהרתיים, לפיהם על שותפי תמר להימנע מלמכור את הגז הטבעי מפרויקט

תמר בסכום העולה על הסכום שנקבע בבקשת האישור, ומכירתו במחיר גבוה יותר מהווה ניצול לרעה של כוחם המונופוליסטי.

ביום 22.1.2015 הוגשה על-ידי שותפי תמר תגובה לבקשת האישור, הדוחה את כל הסעדים המבוקשים בה. דיון בבקשת האישור נקבע ליום 13.4.2015.

7.30.2 ביום 21.1.2015 קיבלה השותפות העתק עתירה לבג"צ, אשר הוגשה על ידי התנועה למען איכות השלטון בישראל (להלן בסעיף זה: "**העותרת**"), נגד שר האנרגיה וכנגד השותפים ברשיון רות C, ובכללם השותפות, הכוללת בעיקרה בקשה למתן צו על תנאי נגד שר האנרגיה, אשר מורה לו ליתן טעם מדוע לא ישיב לפניית העותרת לשם ביטול החלטתו של הממונה על ענייני הנפט להאריך את תוקף רשיון רות C, וכן בקשה למתן צו ביניים המורה לשותפים ברשיון רות C להימנע מלהתחיל בקידוח ברשיון כאמור או לחלופין להורות למשיבים להגיש תגובתם בלוח זמנים קצר ולקבוע דיון דחוף בעתירה. ביום 19.2.2015 ניתן פסק דין בעתירה המורה על מחיקתה לאור אי בשלותה לבירור בשלב זה בו טרם מוצו ההליכים.

7.30.3 ביום 3.3.2015 קיבלה השותפות העתק עתירה מנהלית, אשר הוגשה בבית המשפט המחוזי בירושלים בשבתו כבית משפט לעניינים מינהליים (להלן בסעיף זה: "**בית המשפט**"), על-ידי התנועה למען איכות השלטון בישראל (להלן סעיף זה: "**העותרת**"), כנגד הממונה על חוק חופש המידע, התשנ"ח-1998 (להלן: "**חוק חופש המידע**") במשרד האנרגיה וכנגד השותפים בחזקות לויתן ובכללם השותפות, במסגרתה מבקשת העותרת מבית המשפט להורות לממונה כאמור למסור לידי העותרת מידע ומסמכים המפורטים בעתירה והקשורים להליך הכרזת תגלית במאגר לויתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט ולהליך קבלת חזקות לויתן, וזאת על-פי חוק חופש המידע.

7.30.4 ביום 12.3.2015 הגישה השותפות ביחד עם אבנר ונובל (להלן יחד בסעיף זה: "**התובעות**") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים כנגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה, הכוללת בעיקרה השבתם של תמלוגים בסך כולל של כ-15 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-3.6 מיליון דולר), אשר שילמו התובעות, ביתר ותחת מחאה, למדינה, בגין הכנסות הנובעות מאספקת גז טבעי מחלקן בפרויקט תמר ללקוחותיהן תחת הסכמי פרויקט ים תטיס, במסגרת מתווה המכירה כמפורט בסעיף 7.4.4(ה) לעיל, וכן סעד הצהרתי באשר לשיעור התמלוגים שישלמו התובעות בעתיד בגין הכנסות אלו. ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה המדינה גובה מהתובעות תמלוגים בגין סכומים העולים על הסכומים אשר מקבלות התובעות מלקוחותיהן, תחת הסכמי פרויקט ים תטיס, בגין מכירת גז טבעי המסופק מפרויקט תמר והמהווים, לטענת המדינה, את מחיר השוק של הגז הטבעי.

7.30.5 לפרטים בדבר הליכים משפטיים בקשר לרשיון ערן, ראו הערת שוליים מס' 6 לעיל.

7.31 יעדים ואסטרטגיה עסקית

להערכת השותפות, היקף משאבי הגז הטבעי המשמעותיים, אשר התגלו בפרויקטים בהם היא מעורבות, ובעיקר בממצאי הגז הטבעי תמר ולויתן, לצד נכסי הנפט והחיפושים הנוספים המוחזקים על-ידה במים הכלכליים של ישראל ו/או קפריסין משמרים את מובילותה של השותפות (יחד עם שותפיה) בענף פעילותה בישראל ובקפריסין וכן כוללים פוטנציאל לצמיחה וליצירת ערך בהמשך.

יחד עם זאת, חוסר הוודאות הרגולטורי ושינוי הכללים התכופים מצד הרגולטורים הישראליים פוגם באופן מהותי ביכולת השותפות להגשים את האסטרטגיה העסקית. לאור הנ"ל, יכולת מימוש האסטרטגיה העסקית, כמפורט להלן, כפופה לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים והשינוי המבני שיבוצע במשק הגז בישראל (כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) לעיל).

אסטרטגיית הפעילות של השותפות ויעדיה הינם הרחבה והטמעה של השימוש בגז טבעי במשק המקומי ופיתוח הפרויקטים השונים באופן, שיאפשר לספק את צרכי המשק המקומי, וזאת לצד קידום ופיתוח תוכניות מסחור הגז הטבעי בדרך של ייצוא בצנרת אזורית ו/או באמצעות הנזלתו ל-LNG.

בנוסף, בכוונת השותפות לפעול לבחינת הפוטנציאל של ממצאי גז נוספים ו/או נפט בנכסי הנפט של השותפות.

7.31.1 בפרויקט ים תטיס

- (א) המשך אספקת גז טבעי ללקוחות פרויקט ים תטיס כמפורט בסעיף 7.13.4(א) לעיל, ובחינת ביצוע הפעולות הדרושות לשיפור יכולת ההפקה מהפרויקט.
- (ב) שימוש במתקני ההפקה של ים תטיס ובמאגר מרי B לצורך אספקת שירותי אחסון אסטרטגי ותפעולי של גז טבעי, בכפוף לקבלת האישורים הנדרשים.

7.31.2 בפרויקט תמר

- (א) המשך אספקת גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר בהתאם להסכמים שנחתמו וניהול מו"מ והתקשרות בהסכמים נוספים למכירת גז טבעי וקונדנסט לצרכנים הפוטנציאליים השונים בישראל ובאזור.
- (ב) הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר כמפורט בסעיף 7.4.4(ג) לעיל.
- (ג) קידום פרויקטי הייצוא באמצעות צנרת מפרויקט תמר לצרכנים במצרים ובירדן.

7.31.3 בפרויקט לויתן

- (א) השותפות תפעל לפתרון סוגיית ההסדר הכובל בפרויקט לויתן וזאת במסגרת הסדרה רגולטורית כללית, באופן שיאפשר קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח השלב הראשון בפרויקט לויתן, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) לעיל.

(ב) השותפות תקדם משא ומתן למכירת גז טבעי וקונדנסט לשוק המקומי בישראל ולשווקי היצוא השונים.

(ג) בכוונת השותפות, ביחד עם שותפיה לפרויקט לווייתן, לקדם בהמשך את השלב השני לפיתוח פרויקט לווייתן, הכולל את הרחבת יכולת הטיפול והיצוא של גז טבעי באמצעות צנרת למדינות האזור (מצרים ו/או קפריסין ו/או טורקיה) ו/או הקמת מתקן הנזלה צף (FLNG) ו/או מתקן הנזלה יבשתי לאספקת LNG לשוק העולמי.

7.31.4 בבלוק 12 – קפריסין

קידום מתווה התוכנית לפיתוח מאגר אפרודיטה כאמור בסעיף 7.10.11(א)(3) לעיל, ומסחור הגז אל שווקי היעד, קרי: השוק המקומי הקפריסאי והשוק המצרי, ובמקביל בחינת אפשרויות נוספות לפיתוח מאגר אפרודיטה, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים של ישראל, לרבות מאגר לווייתן ומאגר תמר.

7.31.5 חיפושי נפט וגז

המשך פעילות חיפושים של גז טבעי ו/או נפט בשטחי זכויות הנפט תוך התמקדות בפרוספקטים בעלי הפוטנציאל הגדול ביותר ותכנון ביצועם של קידוחי חיפוש נוספים, ככל שיאושרו.

7.31.6 ייצוא

השותפות בוחנת כיום, ביחד עם שותפיה בנכסים השונים, אפשרויות שונות למסחור הגז, ובכלל זה את האפשרות לייצוא הגז בשתי דרכים עיקריות: (1) באמצעות צנרת. לפרטים אודות התקשרויות ומשאים ומתנים לייצוא גז טבעי מפרויקט תמר ו/או מפרויקט לווייתן בצנרת למדינות שכנות, ראו סעיף 7.14.2(א) לעיל; (2) באמצעות הנזלת הגז (במתקן ימי FLNG ו/או יבשתי) ושינועו במצב נוזלי (גט"ן - LNG) במיכליות ייעודיות לשווקי היעד. לפרטים אודות קידום חלופות ה-LNG, ראו סעיף 7.14.2(ג) לעיל, בהתאמה.

7.31.7 ההשקעות הנדרשות בפעילות השותפות מחייבת אותה להשקעת אמצעים כספיים משמעותיים וכן לרכישת ידע ומומחיות נוספים בתחומי הפעילות הקיימים והעתידיים. בכוונת השותפות לשקול ולעשות שימוש במגוון האמצעים העומדים לרשותה לגיוס כספים, בדרך של חוב ו/או הון עצמי, וזאת בנוסף לשימוש בעודפי ההכנסות העתידיות מפרויקט תמר, וזאת כמפורט בסעיף 7.22.1 לעיל.

7.31.8 השותפות בוחנת יחד עם אבנר דרכים לשיפור מיצובן ויכולותיהן בשוק ההון, כולל אפשרויות לשינויים מבנים, לרבות מיזוגן של השתיים. יצוין, כי לאחרונה אושר תיקון לפקודת השותפויות, אשר במסגרתו הוחלו ההוראות בחוק החברות הקובעות את התנאים למיזוג חברות, על שותפויות ציבוריות, כאמור בסעיף 7.25.10 לעיל. בהמשך לכך, השותפות גם פנתה לרשויות המס לצורך בחינת הנושא מולן. כמו כן, בוחנת השותפות את האפשרות להירשם במישרין או בעקיפין

למסחר, או לרשום את נכסיה כולם או חלקם למסחר, בבורסה נוספת בעולם המתאימה יותר לפעילות חיפוש, הפקה וייצוא של גז טבעי ונפט. יצוין כי אין כל וודאות שהשותפות תצליח בתהליכים כאמור.

7.31.9 האסטרטגיה ויעדיה של השותפות כמפורט לעיל הינם בגדר כוונות ויעדים כלליים וככאלו אין כל ודאות כי יתממשו, בין היתר, עקב שינויים בפרויקטים השונים, שינויים בתנאי השוק, שינויים גיאופוליטיים, שינויים ברגולציה ובחוקי המס, שינויים בסדרי העדיפויות כתוצאה מתוצאות הקידוחים והסקרים שיבוצעו וכן עקב אירועים בלתי צפויים וגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.33 להלן.

7.32 כיסוי ביטוחי

השותפות עורכת ביטוחים בפוליסות קבוצתיות הכוללות מספר מבטחים, המכסות את הנכסים והחבויים בפעילויות השונות של השותפות וזאת רק כנגד חלק מהסיכונים האפשריים, כמקובל בתעשייה. מערך הביטוח מכסה, בין היתר, הוצאות בגין אובדן שליטה בבאר (Control Of Well), נזקי רכוש ואובדן תוצאתי מסוים הנלווה אליהם לנזקי הרכוש המבטחים, סיכונים לעבודות קבלניות בעת פיתוח הנכסים וכן חבויים בגין נזק לגוף ולרכוש שנגרם לצד שלישי עקב פעילות הקידוח, ההקמה וההפקה לרבות נזקי זיהום כתוצאה מאירוע תאונתי.

הביטוחים המפורטים לעיל נערכים בחלקם באופן עצמאי ובחלקם במסגרת מערך הביטוחים של נובל. פוליסות הביטוח כפופות להסכמי שיעבוד והמחאת זכויות בהתאם להסכמי מימון אשר נערכים מעת לעת.

יצוין, כי השותפות עוקבת מעת לעת אחרי שינויים בערכו של הרכוש המבטח כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על-פי החשיפה ביחס לעלויות הביטוח והיצע הביטוח בעולם לענף האנרגיה. כתוצאה מכך השותפות יכולה להחליט על צמצום הכיסוי הנרכש ו/או הקטנה של סכום הביטוח הנרכש ו/או מחליטה שלא לרכוש כלל ביטוח עבור סיכון זה או אחר.

בנוסף, התקשרה השותפות בהסכם עם קבוצת דלק (להלן בסעיף זה: "**הערב**"), לפיו העמיד הערב ערבות ביצוע לטובת רפובליקת קפריסין בקשר עם פעילות השותפות בבלוק 12 כמפורט בסעיף 7.10.3(יג) לעיל. כתנאי למתן הערבות כאמור, נדרשה השותפות לערוך ביטוח נוסף לשביעות רצונו של הערב, זאת מעבר למערך הביטוח הנהוג אצלה, באופן המכסה בגבולות אחריות גבוהים יותר בשלב ביצוע עבודות הקידוח, חבויים כלפי צדדים שלישיים וכן הוצאות בגין השתלטות על באר שיצאה משליטה, לרבות כיסוי נזקי גוף ורכוש והוצאות ניקוי הנובעות מסיכוני זיהום תאונתי.

7.33 גורמי סיכון

חיפושי נפט וגז טבעי ופיתוח ממצאים של נפט וגז טבעי, כרוכים בהוצאות כספיות גדולות ובדרגה גבוהה ביותר של סיכון כספי, בעיקר מהטעמים המפורטים להלן. הדברים מקבלים משנה תוקף בכל הנוגע לפעילות חיפושי נפט וגז טבעי והפקה בים.

7.33.1 שינויים בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)

ו/או במקורות אנרגיה אחרים ו/או במחירי הדלקים בעולם

המחירים המשולמים על-ידי הצרכנים עבור הגז הטבעי שבמאגרים אשר השותפות שותפה בהם נגזרים, בין היתר, מתעריף ייצור החשמל, ממדד מחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) וכן ממחירי הדלקים החליפיים לגז, כגון מזוט וסולר. יצוין, בקשר לתעריף ייצור החשמל, כי השינויים המתודולוגיים התכופים שמבצעת רשות החשמל באופן חישובו מקשים על היכולת לחזותו, ועשויים להביא למחלוקות בין ספקי הגז ללקוחות בקשר עם דרך חישובו.

ירידה בתעריף ייצור החשמל ו/או במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או במחירי הדלקים החליפיים עלולה להשפיע לרעה גם על המחירים אותם תוכל השותפות לקבל מלקוחותיה בגין הגז הטבעי שימכר על-ידה ו/או להשפיע על כדאיות ההפקה מהמאגרים בהם היא שותפה וממאגרים חדשים שיתגלו (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות. בנוסף לכך, שינוי משמעותי במחירי מקורות אנרגיה אחרים (לרבות פחם ותחליפי גז אחרים) יכול לגרום לשינוי במודל השימוש של חברת החשמל כך שתינתן העדפה לתחנות כוח המופעלות באמצעות פחם, לעומת תחנות כוח המופעלות באמצעות גז טבעי ולהיפך וזאת בכפוף לדינים העוסקים בענייני איכות הסביבה.

7.33.2 גיאופוליטיקה

המצב הביטחוני והכלכלי בישראל וכן המצב הפוליטי במזרח התיכון עלולים להשפיע על נכונותם של מדינות וגופים זרים לרבות במזרח התיכון להתקשר ביחסים עסקיים עם גופים ישראלים לרבות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקטים השונים. מספר מדינות וארגונים שונים עדין מגבילים את הפעילות העסקית בישראל ואת עסקיהם עם חברות ישראליות. לפיכך, הרעה במצב הגיאופוליטי במזרח התיכון עלולה לפגוע ביכולתה של השותפות לקדם עסקים עם מדינות וגופים כאמור ולייצא גז למדינות שכנות.

7.33.3 קשיים בקבלת מימון

לצורך המשך פיתוח פרויקט לויתן ו/או הרחבתו של פרויקט תמר ו/או פיתוחם של מאגרים נוספים בעתיד, תזדקק השותפות למקורות מימון נוספים. במקרה של משבר כלכלי המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין ובהחמרת הדרישות של הגופים המממנים להעמדת מימון, עלולה השותפות להיתקל בקשיים בקבלת מימון בנקאי ו/או חוץ-בנקאי בתנאים שיהיו נוחים לה או בכלל.

7.33.4 תחרות באספקת גז

בשנים האחרונות נתגלו בישראל מספר מאגרי גז משמעותיים בהיקפים העולים באופן משמעותי על הערכות משרד האנרגיה ביחס לביקושים לגז במשק המקומי. לפיכך, צפוי כי חלק מעתודות הגז מפרויקטי תמר ולוויתן ייעודו לצרכי ייצוא, בכפוף להגבלות בדבר ייצוא גז טבעי כפי שנקבעו בהחלטת הממשלה בעניין ועדת צמח, כמפורט בסעיף 7.25.5 לעיל. כמו כן, ייתכן ויתגלו ממצאים נוספים בעתיד, אשר פיתוחם עשוי להוביל לכניסת מתחרים נוספים באספקת גז טבעי למשק המקומי. בנוסף, עשויה השותפות במסגרת פתרון הסוגיות הרגולטוריות בפניהן ניצבת ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) לעיל, להידרש למכור חלק או את כל החזקותיה בנכסי נפט שונים לצדדים שלישיים שיהיו מתחרים לפעילותה. לפיכך, לאור ההיקף הקטן של משק הגז המקומי, כניסה של מתחרים נוספים לשוק הגז המקומי וההגבלות על היקף הגז שניתן לייצא, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות משמעותית במכירת עתודות גז שנתגלו על-ידה או שיתגלו על-ידה בעתיד למשק המקומי. בנוסף, עלולה השותפות להתמודד עם תחרות מול מקורות אנרגיה חלופיים, כגון: פחם, דלק נוזלי, אנרגיה סולארית, רוח ומקורות אחרים של אנרגיה מתחדשת. תחרות באספקת גז טבעי לשוק המקומי עלולה לפגוע ביכולתה של השותפות לשווק את כל עתודות הגז שנתגלו על-ידה או שיתגלו על-ידה בעתיד או להפחית את המחיר שבו תמכור השותפות את הגז הטבעי ובכך לפגוע בהכנסותיה. לפרטים נוספים אודות התחרות באספקת גז בישראל ובקפריסין, ראו סעיף 7.16 לעיל.

7.33.5 מגבלות על ייצוא

מאגרי הגז הטבעי בהם שותפה השותפות הינם בעלי היקף הגדול יותר באופן משמעותי מהשוק הפוטנציאלי בישראל ובקפריסין. לפיכך, תוצאות פעילות השותפות תלויות במידה רבה באפשרות למסחור הגז, ובכלל זה האפשרות לייצוא הגז ומכירתו בשוק הבינלאומי. החלטת הממשלה בעניין ועדת צמח, המפורטת בסעיף 7.25.5 לעיל, מגבילה את כמות הגז שניתן לייצא. בנוסף לכך, האפשרות לייצוא הגז ומכירתו תלויה במספר גורמים נוספים אשר לגביהם קיימת אי ודאות גבוהה כגון, הקמת מערך ייצוא ושינוע הכפוף לאישורים רגולטורים שונים, כדאיות כלכלית להקמת מערך כאמור, איתור לקוחות פוטנציאליים בשוק הבינלאומי ומימון ההשקעות בפיתוח ובהקמת מערך הייצוא.

7.33.6 אי ודאות בקשר להקמת מערכת הולכה ארצית

יכולתה של השותפות לספק את הגז שנתגלה על-ידה לצרכנים פוטנציאליים נוספים וכן להגדיל את כמויות הגז המסופקות לחברת החשמל מותנה, בין היתר, בהשלמתה ובהרחבתה של מערכת ההולכה הארצית לאספקת הגז ושל רשתות החלוקה האזוריות.

7.33.7

סיכוני תפעול והיעדר כיסוי ביטוחי מספיק

פעולות חיפושי נפט וגז והפקתם חשופות למגוון סיכונים, בין השאר, להתפרצות בלתי מבוקרת מבור הקידוח, התפוצצות, התמוטטות בור הקידוח והתלקחות, תקלות, תאונות ואירועים אחרים העלולים לפגוע בתפקוד מערכת ההפקה וההולכה, אשר כל אחד מהם עשוי לגרום להרס או נזק של בארות נפט או גז, מתקני הפקה, ציוד חיפושים, גוף ורכוש. סיכון נוסף אפשרי הוא, תפיסתם של כלים בבור הקידוח באופן שהמשך הקדיחה יהיה בלתי אפשרי או כרוך בהוצאות גדולות. במידה ויקרו אירועים כאמור בים עלולות התוצאות להיות חמורות ביותר ועלולים להיגרם נזקים כבדים ביותר. כמו כן קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום עקב התפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. על אף שהשותפות מבוטחת לכיסוי נזקים שונים אשר עלולים להיגרם בקשר לפעילותה, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים בפוליסות השונות שנערכו (חלקם מכוסה באופן חלקי בלבד), ותקבולי הביטוח לפיכך לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים (הן לעניין נזקים לצדדים שלישיים, הן לעניין אבדן הכנסות אפשרי, הן לעניין עלויות הקמה של מערך ההפקה במקרה של אירוע בגינו יגרם נזק למערך ההפקה לרבות עקב אובדן שליטה בבאר והן נזק לרכוש מכל סוג בתוך הבאר). כמו כן, אין כל וודאות כי ניתן יהיה להמשיך לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. זאת ועוד, לגבי ביטוחים מסוימים עשויה השותפות להחליט שלא לעשותם כלל. משכך, במקרה של אסון בקנה מידה גדול, הביטוחים אשר נערכו עלולים שלא להספיק לכיסוי מלוא הנזקים לשותפות ו/או לצדדים שלישיים, לרבות בכל הנוגע לנזקי זיהום. סיכונים אלו, אם יתממשו, עלולים לגרום לדחיות ועיכובים בפעילויות הפיתוח וההפקה של השותפות, ובמקרה קיצון אף עלולים להביא את השותפות לחדלות פירעון. יצוין, כי ההחלטה על סוג והיקף הביטוח נקבעת בדרך כלל בנפרד לגבי כל קידוח תוך התחשבות, בין היתר, בעלות הביטוח, טיבו והיקפו של הכיסוי המוצע והסיכונים הצפויים.

7.33.8

תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים

כיום אין בישראל קבלנים לביצוע קידוחים, עבודות פיתוח וסקרים סייסמיים בים מהסוג שמבצעת השותפות ולפיכך מתקשרת השותפות עם קבלנים מחו"ל לצורך ביצוע עבודות כאמור. זאת ועוד, מספר הכלים המסוגלים לקדוח ולבצע פעולות פיתוח בים בכלל ובמים עמוקים בפרט הינו קטן יחסית ואין כל בטחון כי ימצא כלי שיט מתאים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להם. עקב כך עשויות הפעולות הנ"ל בים להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שיקבע לביצוע העבודות, או כל חלק מהן. רוב הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע הפעולות הנ"ל לא ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך יש צורך להזמין שרותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. התקשרות עם קבלנים זרים לביצוע פעולות חיפושי נפט ו/או גז טבעי, הפיתוח וההפקה בים (לרבות קבלנים לביצוע עבודות

תחזוקה ותיקונים) עלולה להיתקל בקשיים גם עקב מצבה הפוליטי והבטחוני של מדינת ישראל.

7.33.9 סיכוני פעילות חיפושים והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים

חיפושי נפט וגז אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון, בין השאר, במקרה של כישלון בקידוחי ניסיון עלולים כל כספי ההשקעה לרדת לטמיון. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפוש וההערכות לגבי גודל מאגרים ועתודות הגז שבהם עשויים להתבסס במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות שלא הוכחו. מובן שלא ניתן להבטיח כי יתגלו כתוצאה מפעולות חיפושים אלו נפט או גז בכלל או כאלה שיהיו ניתנים להפקה ולניצול מסחריים. יתר על-כן, קיים חוסר מידע גיאולוגי וגיאופיזי ישיר לגבי חלק מהאזורים הימיים של נכסי הנפט של השותפות, וזאת, בין היתר, בשל מיעוט הקידוחים שבוצעו באזורים אלו ומיעוט האינפורמציה שניתן לקבל מהם. בנוסף, בהתאם לאמור לעיל, ייתכנו אף שינויים מעת לעת בהערכות בדבר היקף עתודות הגז ומשאבי הגז הניתנים להפקה מהמאגרים. כמות הנפט והגז המוערכת במאגרים המפיקים נפט וגז בתקופה המדווחת נקבעת מדי שנה, בין היתר, על-פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. הערכה של עתודות הגז ומשאבי הגז כאמור הינה תהליך סובייקטיבי המבוסס על הנחות שונות ועל מידע חלקי ועל-כן הערכות לגבי אותו מאגר, המבוצעות על-ידי מומחים שונים, עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור האמור יצוין כי המידע המופיע בדוח לעניין עתודות הגז ומשאבי הגז במאגרים השונים, הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות, ולכן ייתכנו שינויים מעת לעת בהערכות בדבר היקף עתודות הגז ומשאבי הגז הניתנים להפקה מהמאגרים השונים. אומדן עתודות הגז משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות. ההפחתה מבוצעת בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים המפיקים בשיעור הנקבע על-פי כמות יחידות הגז שהופקו בפועל מחולק בעתודות הגז המוכחות על-פי הערכת עתודות לתחילת התקופה הרלוונטית. לאור המהותיות של ההפחתות יכולים להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

7.33.10 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים

עלויות משוערות ולוחות זמנים משוערים של ביצוע פעולות חיפושים ופיתוח מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ויכולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים עשויות להשתנות במידה משמעותית בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. תקלות תוך כדי פעולות חיפושים ופיתוח וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאה בפועל שתידרש לשם השלמת פעולות החיפושים תהיה גבוהה בהרבה מהעלויות

שתוכננו לפעולות אלה. אף במקרים מסוימים עשויה השותפות, עקב האמור, גם לוותר על ביצוע פעולות מסוימות בנכסי הנפט הנדרשות בהתאם לתכניות העבודה שלהם, ועקב כך עלולה לאבד זכויותיה בהם.

7.33.11 חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה

יתכן ופעולות חיפוש מוצעות, הרחבת יכולת האספקה מפרויקט תמר ושימור יכולת ההפקה ממנה תהיינה כרוכות בהוצאות כספיות אשר לשותפות לא יהיו אמצעים לכסותם. על-פי הסכמי התפעול המשותפים, אי תשלום במועד של חלק השותפות בתקציב מאושר לביצוע תוכנית עבודה מאושרת מהווה הפרה העלולה להביא לאבדן הזכויות של השותפות בנכסי הנפט אשר הסכם ו/או הסכמי התפעול חל ו/או חלים עליהם.

בנוסף, בשל אחריותו של כל צד להסכם התפעול המשותף לשלם במועד את חלקו היחסי, במצב בו צדדים אחרים לא שילמו סכומים שאמורים היו לשלם תוך כדי הפרת ההסכם, עלולה השותפות להתחייב בתשלום סכומים העולים באופן ניכר על חלקה היחסי בהתאם לשיעור השתתפותה בנכסי הנפט שלגביהם בוצעה ההפרה, ואם לא תעמוד בתשלום זה במועד – תסתכן באובדן כל זכויותיה בנכסים אלו. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות פיתוח ושל קידוחים ימיים עלולות החריגות (הן הצפויות והן הבלתי צפויות) להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות ועקב כך תאבד את זכויותיה.

7.33.12 סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא

תהליך קבלת ההחלטה אם יש מקום לביצוע השקעה בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו ופעולות ביניים שעד להפקה המסחרית וכן ביצוע הפיתוח וההפקה המסחרית (אם יוחלט שיש להם מקום) עשויים להמשך תקופות ארוכות ולהיות כרוכים בהוצאות כספיות ניכרות. עוד יצוין כי הפיתוח וההפקה במים עמוקים מאוד (כדוגמת עומק המים בממצאי הגז הטבעי תמר ולוויתן) הינה פעילות מורכבת עם פוטנציאל סיכון גבוה הדורשת טכנולוגיה של הקמת מתקני הפקה מיוחדים.

7.33.13 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים

ביצוע פעולות בחלק מהשטחים של השותפות טעונה אישורים שונים. למיטב ידיעת השותפות, האישורים העיקריים הדרושים הינם אישורים מכח חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, אישורי שלטונות הבטחון וצה"ל, רשות שמורות הטבע, רשויות איכות הסביבה, מינהל התעופה האזרחית, רשות מקומית ו/או ועדות לתכנון ובנייה, משרד החקלאות - אגף הדיג, רשות הנמלים וגורמי ספנות במשרד התחבורה. השגת אישורים אלה עשויה להיות כרוכה בהוצאות נוספות מעבר לתקציבים שיועדו לפעולות האמורות, או לגרום לדחיה במועד ביצוע הפעולות המתוכננות. מבלי לגרוע מהאמור, חלק מפעילותה של השותפות, כפוף לתיאום וקביעת לוח זמנים עם רשויות הבטחון. תלות זו ברשויות הבטחון עשויה לשבש את

תכניות השותפות ביחס לפעולות אלה, הן מבחינת עצם היכולת לבצע את הפעולות המתוכננות והן מבחינת לוח הזמנים והעלויות של פעולות אלה.

7.33.14 שינויים רגולטורים

במסגרת תחום הפעילות של השותפות בישראל נדרשים אישורים רגולטורים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד הבטחון, משרד איכות הסביבה, רשויות המס ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ו/או בתקנות ו/או בהנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות וכן פורסמו מספר חוקים והנחיות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות הכוללים, בין היתר, את חוק הריכוזיות, אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות. החמרת הרגולציה בכל הקשור לפיתוח והפקה, תנאי האספקה של גז טבעי, ייצוא גז טבעי, מיסוי רווחי נפט וגז, כללים להקצאה, העברה ושעבוד של זכויות נפט, הגבלים עסקיים, פיקוח על מחירי הגז וכיוצא בזה עלולה להשפיע לרעה על עסקיה הקיימים של השותפות. כמפורט בסעיף 7.26.3(ג) לעיל, חוסר הוודאות הרגולטורית והשינויים התכופים במדיניות הממשלה והרגולטורים השונים בקשר עם משק הגז הטבעי פוגעים ביכולת השותפות לממש את יעדיה העסקיים.

7.33.15 אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי

כפי שצוין בסעיף 7.25.4, 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. בנוסף לכך, נבחנת גם האפשרות להטיל פיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר. במקרה בו יוטל פיקוח על המחירים, ויקבע מחיר מירבי הנמוך מהמחירים הקבועים בהסכמים למכירת גז טבעי של השותפות, ככל שקביעה זאת תעמוד בבחינה משפטית, עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, שהיקפה יגזר מהמחיר המירבי שיקבע. מאידך, פיקוח על מחירים עשוי להקשות על כניסת ספקים מתחרים ובכך לסייע לעסקי השותפות.

7.33.16 כפיפות לרגולציה סביבתית

השותפות בתחום פעילותה כפופה למגוון של חוקים, תקנות והנחיות בנושא הגנת הסביבה, המתייחסים לנושאים שונים כגון: זליגה של נפט או גז טבעי לסביבת הים, שחרור לים של חומרים מזהמים ופסולת מסוגים שונים (ביוב, שאריות של ציוד קדיחה, בוץ קידוח, מלט וכיוצ"ב), חומרים כימיים בהם משתמשים בשלבי העבודה השונים, פליטת מזהמים לאויר, מפגעי תאורה, רעש, הקמת תשתיות צנרת על קרקעית הים ומתקנים נלווים. בנוסף, נדרשת השותפות להשיג אישורים מגורמים המוסמכים על-פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי לצורך פעילותה.

אי עמידה בהוראות התקינה האמורה בתחום איכות הסביבה עלולה לחשוף את השותפות ושותפיה בנכסי הנפט השונים לתביעות, קנסות וסקנציות שונות וכפועל יוצא לעיכוב ואף להפסקת פעילות השותפות.

במהלך השנים האחרונות חלה החמרה ברגולציה החלה על פעילותה של השותפות, בפיקוח על איכות הסביבה ובאכיפת תקני סביבה. להערכת השותפות, מגמה זו צפויה להימשך ואף להחמיר בשנים הקרובות.

כפי שצוין לעיל, נכון למועד פרסום הדוח, מקדם משרד האנרגיה בשיתוף פעולה עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים, הנחיות הבאות להסדיר את ההיבטים הסביבתיים בפעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. להנחיות כאמור עשויה להיות השפעה על עלויות ואופן פעילות השותפות אשר נכון למועד פרסום הדוח לא ניתן לאמוד את היקפה.

בנוסף, נכון למועד פרסום הדוח, השותפות לומדת את השלכות החוקים, התקנות וההנחיות המוצעים בתחום איכות הסביבה, פועלת למנוע או למזער את הסיכונים הסביבתיים העשויים להתרחש במהלך פעילותה, נערכת להשלכות הכלכליות, המשפטיות והתפעוליות הנובעות מחוקים, התקנות והנחיות כאמור ומקצה במסגרת תוכניות העבודה בנכסיה השונים תקציבים לשם מילויים. יחד עם זאת, אין כל וודאות שהעלויות שידרשו מהשותפות בקשר עם החוקים, התקנות וההנחיות הקיימים והצפויים בתחום איכות הסביבה לא יעלו על הסכומים שהוקצו על-ידי השותפות למטרות אלה.

7.33.17 תלות במזג אוויר ובתנאים

תנאי ים סוערים ומזג אוויר בלתי מתאים עלולים לגרום לנזקים למערכת ההפקה וההולכה וציוד החיפושים 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.

7.33.18 סיכוני אבטחת מידע

השותפים בנכסי הנפט של השותפות לרבות השותפות וכן והמפעילה בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) (להלן בסעיף זה: "**התאגידים**"), נסמכים על מערכות מידע בפעילותם. לדוגמא, נעשה שימוש בתוכנות מחשב על מנת לנתח סקרים סיימיים, לתפעל קידוחים, מערכות הפקה, הובלה וכיוצ"ב. תקלות במערכות מידע וכשלים באבטחת המידע, לרבות על-ידי פריצה למערכות המחשב של התאגידים עלולים לגרום לשיבוש ופגיעה במידע ובתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית לרבות שיבוש ואף במקרי קיצון להפסקת אספקת הגז, לאובדן מידע, ולהסב עלויות מהותיות בגין שיקום מערכות המידע. בנוסף, פגיעה מכוונת במערכות המידע של התאגידים עלולה לגרום לפגיעה ברשת הניהולית של השותפות והמפעילה, לזליגת מידע לגורמים לא מורשים ולפגיעה בשלמות המידע שבידיהם. נכון למועד פרסום הדוח, התאגידים פועלים למניעת

כשלים במערכות המידע, בין היתר באמצעות מנגנוני גיבוי ואבטחה, מנגנונים למניעת כשלים במערך המחשוב שלה ולהעלאת רמת אבטחת המידע.

7.33.19 סיכוני מס

סוגיות המס, לרבות ההיטל על-פי חוק מיסוי רווחי נפט, הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי, לשינויים שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות ובעלי יחידותיה.

7.33.20 התחייבויות בקשר עם מימון

אי עמידה של השותפות בהתחייבויות שנטלה על עצמה בקשר עם המימון המפורט בביאור 9 לדוחות הכספיים להלן עשוי להוביל להעמדת הסכומים המגיעים על-פי המימון הנ"ל לפירעון מיידי, וכן למימוש הביטחונות שהועמדו על-ידי השותפות.

7.33.21 תלות בלקוח עיקרי

חברת החשמל הינה כיום הצרכן צרכן הגז העיקרי של השותפות. להערכת השותפות, הכנסותיה מחברת החשמל במהלך חמש השנים הבאות צפויות להוות כ-46% מסך הכנסותיה במהלך התקופה האמורה. השותפות אינה יכולה לצפות אילו שינויים (אם בכלל) יחולו בתנאי הרשיון של חברת החשמל וכיצד שינויים אלה ישפיעו על מצבה הכלכלי של חברת החשמל. יצוין עוד כי למדיניות הממשלה להגברת התחרות במשק החשמל על-ידי הכנסת יצרני חשמל פרטיים, וכן כוונת הממשלה לפעול להפרטתה של חברת החשמל עלולות להביא לפגיעה בחוסנה הכלכלי של חברת החשמל וכפועל יוצא לפגוע ביכולתה לקיים את התחייבויותיה בהתאם להסכם רכישת הגז הטבעי עם שותפי תמר. בהסכם עם חברת החשמל נקבעו מספר אירועי "כוח עליון" אשר בקרום לא תהיה חברת החשמל חייבת להמשיך לבצע תשלומים על-פי ההסכם.

יחד עם זאת, יצוין כי שותפי תמר חתמו על הסכמי אספקת גז עם לקוחות משמעותיים נוספים המפחיתים את תלות השותפות בחברת החשמל. ככל שיממשו שותפי תמר את אופציות הייצוא העומדות בפניה, כמפורט בסעיף 7.13.5 לעיל, תפחת באופן משמעותי התלות בחברת החשמל.

7.33.22 חוסן פיננסי של יתר לקוחות השותפות

חלק מההסכמים למכירת גז מפרויקט תמר כמפורט בסעיף 7.13.4(ב) לעיל טרם נכנסו לתוקף. אי כניסתם לתוקף של ההסכמים כאמור ו/או אי עמידת הלקוחות כאמור בהתחייבויותיהם וזאת כאשר השותפות לא תצליח למכור את הכמות החוזית שנקבעה בהסכמים האמורים ללקוחות אחרים, תהא לכך השפעה לרעה על הכנסותיה של השותפות.

7.33.23 תלות במפעיל

השותפות מסתמכת במידה מרובה על נובל בזכויות הנפט בהם היא משמשת כמפעילה, לרבות בפרויקטי תמר ולוויתן, וזאת הן לאור הוראות הסכמי התפעול המשותף והן כפועל יוצא מהניסיון שהצטבר אצל נובל בביצוע פרויקטים בסדרי גודל דומים במקומות אחרים בעולם וחוסר הניסיון היחסי של השותפות בפרויקטים מעין אלה. פרישת נובל מפרויקט תמר ו/או מפרויקט לוויתן ו/או מפרויקט קפריסין ו/או מרשיונות נוספים שבהם השותפות מחזיקה או שינוי במעמדה באופן שתחדל מלהיות המפעילה של הפרויקטים השונים עלול לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכניות העבודה של נכסי הנפט ו/או על-פי הסכמי מכירת הגז ועלול להשפיע על עלויות הפיתוח וההפקה בפרויקטים השונים.

7.33.24 זכות דעה של מיעוט

ברוב העסקאות שהשותפות צד להן מחזיקה השותפות באחוז השתתפות נמוך ועקב כך גם באחוז הצבעה נמוך. מאחר שההחלטות מתקבלות ברוב דעות (בשיעור המוגדר בהסכמי התפעול המשותף), לא תוכל השותפות לגרום לקבלת החלטות הרצויות לה ו/או למנוע קבלת החלטות שאינן לרוחה. בנוסף, בעסקאות אלו, קיימת אפשרות שפרישת אחד המשתתפים כאשר יתר המשתתפים לא קיבלו על עצמם לשאת בחלקו (בהוצאות שטרם אושרו) בפעולות החיפושים או הפיתוח, עלולה לגרום להבאת הפעולות כאמור לקיצן לפני השלמת התוכנית שנקבעה בעסקה ולהחזרת נכסי הנפט שבהם הן מבוצעות.

כפי שצוין לעיל, השותפות מסתמכת במידה מרובה על נובל בזכויות הנפט בהם היא משמשת כמפעילה, ולפיכך לשותפות יכולת מוגבלת להשפיע על פעולות החיפושים, הפיתוח וההפקה בפרויקטים השונים בהם היא שותפה.

7.33.25 העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות

ממצאים מסחריים והפקתם מחייבים את השותפות להשקיע סכומים משמעותיים העולים על הסכומים שבידיה כיום. סכומים אלה, במיוחד במקרה של ממצאים בים (כדוגמת ממצאים בהם שותפה השותפות), הינם גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכונים תפעול. אף שבמקרה של ממצא יש בידי השותפות נכס בעל ערך, אין כל בטחון כי שעבודו של נכס זה יספיק על-מנת שהשותפות תוכל להשיג אשראי לצורך הפיתוח וההפקה. על כדאיות ההפקה לשותפות יכולות להשפיע לרעה גם עליה משמעותית בהוצאות ההפקה, הרעה משמעותית בנטל המסים, רגולציה נוספת או ירידה משמעותית במחיר הנפט והגז.

7.33.26 מכירת זכויות בנכסי נפט ללא קבלת תמורה מלאה בגין

פעילות חיפושים והפקה דורשת סכומים משמעותיים, אשר במקרים רבים אינם ניתנים לגיוס במסגרת הלוואות או חוב, על-כן במקרים מסוימים עשויה להידרש

הצטרפות שותפים נוספים לזכויות בנכסי הנפט השונים של השותפות תוך מכירת חלק מזכויותיה בנכסי הנפט במחיר הנמוך משווי השוק של הזכויות כאמור.

7.33.27 ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט

זכויות נפט ניתנות על-פי חוק הנפט לתקופה קצובה ותוקפן מותנה במילוי התחייבויות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט, בכפוף לחוק הנפט. אי עמידה בתנאים הקבועים בזכויות הנפט עלול להביא לאובדן הזכויות וכל הכספים שהושקעו בזכויות אלה עלולים לרדת לטמיון.

7.33.28 גלישה של מאגרים

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בשטחים בהם לשותפות יש זכויות, "גולשים" (מבחינת המבנה הגיאולוגי של המאגר והיקפו) לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות, ולהיפך. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר, על-מנת להגיע לניצול יעיל של עתודות הנפט או הגז הטבעי.

7.33.29 סיכון בטחוני

מתקני ההפקה של פרויקט ים תטיס ופרויקט תמר ממוקמים בלב ים בקרבה יחסית לגבול הימי בין ישראל לבין רצועת עזה, ולפיכך הם חשופים לסיכונים ביטחוניים, לרבות פעולות טרור. כמו כן, גם מתקן הקבלה הקבוע באשדוד חשוף לסיכונים ביטחוניים לרבות פעולות טרור. התממשותם של הסיכונים הביטחוניים כאמור עלול, בין היתר, לפגוע ביכולתה של השותפות לאתר הון אנושי מתאים, לגרום לנזק ו/או פגיעה במתקני ההפקה, מתקן הקבלה וציוד נוסף, אשר עלול לשבש את אספקת הגז ואף ולהוביל לביטול הסכמים למכירת גז או להפחתת הסכומים אותם נדרשים הלקוחות לשלם עקב טענה של אירוע "כח עליון".

7.33.30 תנודתיות בשער הדולר

לשותפות חשיפה לשינויים בשער הדולר. עיקר הכנסות השותפות על-פי הסכמים למכירת גז טבעי הינם בדולרים. חלק מהוצאותיה ומהכנסותיה של השותפות נקוב בש"ח או מושפע משער מטבע חוץ שקל/דולר ולפיכך עליה בשער השקל לעומת שער הדולר מגדילה את שיעורן של ההוצאות ומקטינה את ההכנסות מהסכמים כאמור בדולרים.

7.33.31 השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה מר יצחק תשובה

השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה מר יצחק תשובה משליכה על יכולת גיוס האשראי של השותפות, בין היתר, עקב מגבלת "לווה בודד" אשר כתוצאה ממנה מקורות האשראי הבנקאי בישראל של השותפות עלולים להיות מוגבלים, והגבלות רגולטוריות אחרות המוטלות על המערכת הבנקאית ועל גופים מוסדיים על-ידי משרד האוצר ובנק ישראל.

7.33.32 מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל

השותפות יחד עם יתר שותפי תמר הוכרזו כבעלי מונופולין באספקת גז טבעי בישראל. עקב ההכרזה כאמור ניתן להטיל מגבלות על פעילותה של השותפות לרבות איסור לסרב מטעמים לא סבירים לספק גז טבעי וכן איסור לנצל לרעה את מעמדה בשוק באופן העלול להפחית את התחרות בעסקים או לפגוע בציבור. מגבלות על השותפות לאור מעמדה כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל עלול להשפיע על יכולתה להרחיב את הפעילות בישראל.

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכוני מקרו, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי השפעתם על השותפות, השפעה גדולה, בינונית וקטנה:

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	
			סיכוני מקרו
X			שינויים בתעריף ייצור החשמל ו/או שינויים במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ו/או במחירי הדלקים בעולם ו/או במקורות אנרגיה אחרים ו/או במחירי הדלקים בעולם
X			גיאופוליטיקה
			סיכונים ענפיים
	X		קשיים בקבלת מימון
X			תחרות באספקת גז
X			מגבלות על הייצוא
X			אי ודאות בקשר להקמת מערכת ההולכה הארצית
	X		סיכוני תפעול והיעדר כיסוי ביטוחי
X			תלות בקבלים, ציוד ושירותים מקצועיים
X			סיכוני חיפוש והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד ואפשרות של העדר אמצעים
	X		חילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה
X			סיכון בפיתוח והפקה במקרה של ממצא
X			תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים
X			שינויים רגולטורים
X			אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי
X			כפיפות לרגולציה סביבתית
	X		תלות במזג אויר ובתנאי ים
	X		סיכוני אבטחת מידע
			סיכונים מיוחדים לשותפות
X			סיכוני מס
X			התחייבויות בקשר עם מימון
	X		תלות בלקוח עיקרי
X			חוסן פיננסי של יתר לקוחות השותפות

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
		X	תלות במפעיל
	X		זכות דעה של מיעוט
	X		העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות
X			מכירת זכויות בנכסי נפט ללא קבלת תמורה מלאה בגינן
	X		ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט
X			גלישה של מאגרים
		X	סיכון בטחוני
	X		תנודתיות בשער הדולר
	X		השתייכות השותפות לקבוצת דלק ולבעל השליטה מר יצחק תשובה
		X	מעמדה של השותפות כמונופולין באספקת גז טבעי בישראל

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך ההערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

נספח מונחים מקצועיים

"בעלי יחידות השתתפות" – מי שרשומים בפנקס בעלי יחידות ההשתתפות כבעלים של יחידות ההשתתפות.

"הידרוקרבונים" – פחמימנים ; שם כולל לנפט וגז שהם תרכובות המורכבות מפחמן ומימן.

"היתר מוקדם" – כמשמעו בחוק הנפט.

"זכות השתתפות" (WORKING INTEREST) – אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפוש נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שתהייה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

"זכות נפט" – רשיון או חזקה כמשמעותם בחוק הנפט.

"זכות קדימה לקבלת רשיון" – כמשמעותה בחוק הנפט.

"חזקה" – כמשמעותה בחוק הנפט.

"חיפוש נפט" –

(1) קדיחת נסיון ;

(2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד.

"כמויות מסחריות" – כמויות מספיקות של נפט המאפשרות להפיקו על בסיס מסחרי.

"לוגים" – בדיקות שונות המבוצעות במהלך פעולות הקידוח או לאחריו לרישום רצוף של תכונות הסלעים ותכולתם, ומטרתן לאתר את השכבות הפוטנציאליות שבהן עשויים להימצא נפט.

"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources Management System 2007"

– מערכת דיווח להערכת עתודות ומשאבי נפט, כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), וכפי שתתוקן מעת לעת.

"משאבים מותנים (Contingent Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS)

ככמויות נפט המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים ידועים על-ידי יישום של תכניות פיתוח, אך עדין אינן נחשבות ברות הפקה מבחינה כלכלית, כתוצאה מתנאי אחד או יותר.

"משאבים מנובאים (Prospective Resources)" – מוגדרים על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום

(SPE-PRMS) ככמויות נפט המוערכות, נכון לזמן נתון, כפוטנציאל להיות ברות הפקה ממאגרים שטרם נתגלו/נקדחו, על-ידי יישום תכניות פיתוח עתידיות.

"נכס נפט" – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה ; במדינה אחרת –

החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי העניין).

"נפט" – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבונים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

"סקר סייסמי" – שיטה המאפשרת הדמיה של תת הקרקע (ביבשה או בים) ואיתור מבנים גיאולוגיים. הסקר מבוצע על-ידי החדרת גלים סייסמיים לתת הקרקע ורישום של הגלים המוחזרים מהאופקים השונים שבחתך שנבדק. כיום משתמשים בעיקר בסקרים דו-מימדיים (2D) וסקרים תלת מימדיים (3D). הסקרים הדו מימדיים, משמשים בעיקר להכרות ראשונית של תת הקרקע באזור הנסקר, ולאיתור כללי של מבנים העשויים לשמש מלכודות לנפט. הסקרים התלת מימדיים מבוצעים באזורים שאותרו כמבטיחים בסקרים הדו מימדיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מימדי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימאלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"עתודות (Reserves)" – מוגדרות על-פי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS) ככמויות של נפט הצפויות להיות ברות הפקה על-ידי יישום של תוכנית פיתוח על הצטברויות שנתגלו מיום מסוים ואילך תחת תנאים מוגדרים. על עתודות לענות על ארבעה תנאים: (1) עליהן להתגלות; (2) ברות הפקה; (3) מסחריות וקבועות (מיום ההערכה); (4) להתבסס על פרויקט הפיתוח המיושם.

"פיתוח" – קידוחו וצידו של שטח נכס נפט כדי לקבוע את כושר תפוקתו, להפיק ממנו נפט ולשווקו.

"קונדנסט" – (1) תערובת פחמימנים מופקת מהגז הטבעי, מופרדת מהגז ומנוזלת על-ידי תליכי קירור והתפשטות; (2) פחמימנים הנמצאים במצב גזי בתנאי המאגר, אך הופכים נוזל במעבר מהמאגר לפני השטח; (3) פחמימנים מעובים מזיקוק נפט.

"קדיחת נסיון" – קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גודלו או גבולותיו של שדה נפט.

"קידוח אימות" (Confirmation Well) – קידוח שמטרתו לאמת קיום מאגר נפט שהתגלה על-ידי קידוח הממצא, ואישוש מסקנות תוצאותיו.

"קידוח הערכה" (Appraisal Well) – קידוח המבוצע כחלק מתוכנית קידוחי הערכה אשר מטרתו לקבוע את היקף המאגר (בין היתר מבחינת עתודות ומשאבים), ואת איכות והשתרעות סלעי המאגר.

"רשיון" – כמשמעו בחוק הנפט.

"שדה נפט" – קרקע על שכבותיה הגיאולוגיות שיש מתחתיה בידוע מאגר(י) נפט שניתן להפיק ממנו(הם) נפט בכמויות מסחריות.

"שכבות מיוקן" – שכבות סלע מגיל Miocene (שם תקופה גיאולוגית) שנוצרו לפני 5 עד 24 מיליון שנה.

FPSO (Floating Production Storage & Offloading Vessel) – מערכת הפקה ימית הבנויה בדרך כלל בצורת ספינה שבגופה ממוקמים מיכלים לאחסון גז ו/או נפט.

"פטרולים (Petroleum)"; **"נתגלה (Discovered)"**; **"ממצא (Discovery)"**; **"עתודות מוכחות (Proved reserves)"**; **"עתודות צפויות (Probable Reserves)"**; **"עתודות אפשריות (Possible Reserves)"**; **"אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"**; **"אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"**; **"משאבים מותנים בקטגוריית C₁, C₂, C₃ (1C,2C,3C)"**; **"בהפקה (On Proved)"**

(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 אינו מעשי (Development not Viable)"; "קונדנסט (Condensate)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "עתודות בקטגוריה 1P/2P/3P) –

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

"BCF" – מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ-0.0283 BCM.

"BCM" – מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

"Mmcf/D" – מיליון רגל מעוקב ליום.

"TCF" – טריליון רגל מעוקב (Trillion Cubic Feet) שהם 1,000 BCF או כ-28.32 BCM.

"MMCF" – מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ-0.00003 BCM.

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3107	35310.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

March 16, 2015

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzeliya 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grants permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) to use the following NSAI reports to be filed with the Israel Securities Authority (ISA):

The reports dated March 13, 2013, set forth our estimates of:

- The contingent gas resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling working interest in the Dolphin Discovery located in the Hanna License, offshore Israel.
- The unrisks prospective resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling working interest, in two prospective reservoirs located in the Leviathan Deep Prospect, offshore Israel.
- The unrisks contingent and prospective gas resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling working interest in a discovery and prospects located in the Dalit Discovery area, offshore Israel.

The report dated July 12, 2013, sets forth our estimates of:

- The unrisks contingent and prospective resources, as of June 30, 2013, to the Delek Drilling working interest in the Karish Discovery and prospects located in the Alon C License, offshore Israel.

The report dated July 11, 2014, sets forth our estimates of:

- The contingent resources, as of June 30, 2014, to the Delek Drilling working interest in the Leviathan Discovery located offshore Israel.

The report dated November 17, 2014, sets forth our estimates of:

- The unrisks contingent and prospective resources, as of September 30, 2014, to the Delek Drilling working interest for the discovery and prospective reservoirs located in the Cyprus A Area, Cypriot Block 12, offshore Cyprus.

The report dated February 16, 2015, sets forth our estimates of:

- The proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

The reports dated March 16, 2015, set forth our estimates of:

- The proved and probable reserves and future revenue, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling working interests in certain gas properties located in Mari B and Noa Fields, offshore Israel. Also included are estimates of contingent resources, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling working interest in Mari B, Noa, and Pinnacles Fields, offshore Israel.
- The unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling working interest in a discovery and prospects located in the Tanin Complex, Alon A License, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 

Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

RBT:DEC

נספח א'

דוח עתודות ומשאבים מותנים

פרויקט ים תטיס

March 16, 2015

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzlia 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved and probable reserves and future revenue, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in certain gas properties located in Mari B and Noa Fields, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources to the Delek Drilling working interest, as of December 31, 2014, in Mari B, Noa, and Pinnacles Fields, offshore Israel. Mari B, Noa, and Pinnacles Fields make up the Yam Tethys Project Area. 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. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Delek Drilling, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For your reference, the March 12, 2015, exchange rate was 4.02 Israeli Shekels per United States dollar.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves.

We estimate the gas reserves and future net revenue, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling working interest in these properties, as of December 31, 2014, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes ⁽¹⁾ (M\$)				
	Gross (100%)	Working Interest	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved	59.0	15.0	(24,175.1)	(6,085.7)	(542.1)	1,176.8	1,659.3
Probable	30.0	7.7	13,617.9	11,049.3	9,097.8	7,591.0	6,410.2
Proved + Probable	89.0	22.7	(10,557.2)	4,963.5	8,555.7	8,767.8	8,069.5

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Future net revenue is after deducting estimated abandonment costs.

We estimate the gross (100 percent) gas reserves for these properties by field, as of December 31, 2014, to be:

Category	Gross (100%) Gas Reserves (BCF)		
	Mari B Field	Noa Field	Total
Proved	50.3	8.7	59.0
Probable	30.0	0.0	30.0
Proved + Probable	80.3	8.7	89.0

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. These properties have never produced commercial volumes of condensate.

The estimates of reserves shown in this report are for proved and probable reserves. The proved reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. Our study indicates that there are no possible reserves for these properties at this time. Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 2007 PRMS project maturity sub-class for these reserves is "on production". The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves 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 royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, Delek Drilling's estimates of the oil and gas profits levy, and Delek Drilling's 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 III present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table IV presents Delek Drilling's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas prices specified by Delek Drilling. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volume. These contract prices are derived from various formulae that include indexation to the Public Utility Authority and various fuel oil indexes. For forecasted production volumes that exceed the volumes covered by Yam Tethys contracts, gas prices are based on an average price derived from Tamar Venture contracts.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Delek Drilling. Operating costs are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Delek Drilling and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the wells, platforms, and production facilities; these estimates do not include any salvage value for the lease and well equipment. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Delek Drilling working 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.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. These resources are subclassified as development pending. The contingent resources associated with Mari B Field are contingent upon future development drilling, future reservoir surveillance, and the swap agreement with the Tamar Venture. The contingent resources associated with Noa Field are contingent upon removal of the production limitation imposed by the State of Israel. The contingent resources associated with Pinnacles Field are contingent upon approval of a development plan and future development drilling. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. This report does not include economic analysis for these contingent resources. 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.

We estimate the gross (100 percent) and working interest contingent gas resources to the Delek Drilling working interest in these properties, as of December 31, 2014, to be:

Category	Contingent Gas Resources (BCF)	
	Gross (100%)	Working Interest
Low Estimate (1C)	101.0	25.8
Best Estimate (2C)	158.5	40.4
High Estimate (3C)	221.4	56.5

We estimate the gross (100 percent) contingent gas resources for these properties by field, as of December 31, 2014, to be:

Category	Gross (100%) Contingent Gas Resources (BCF)			
	Mari B Field	Noa Field	Pinnacles Field	Total
Low Estimate (1C)	44.9	14.4	41.7	101.0
Best Estimate (2C)	72.8	35.5	50.2	158.5
High Estimate (3C)	100.7	61.8	58.9	221.4

These properties are not expected to produce commercial volumes of condensate.

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.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves and resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. Our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells. Such sensitivity analysis could lead to the conclusion that the reserves are not economic.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, 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 and contingent resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables V through VII. The contingent resources and a portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on February 23, 2015, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Delek Drilling, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate.

Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

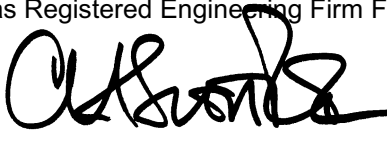
QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

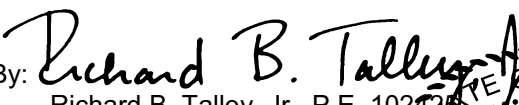
Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699



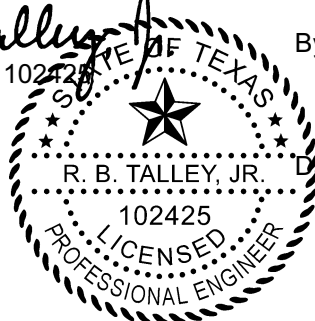
By:

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President

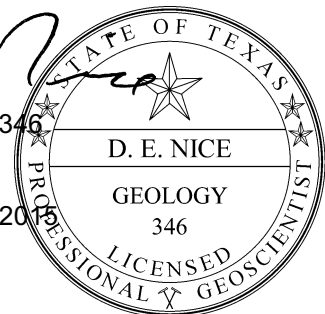
Date Signed: March 16, 2015

RBT:DEC



By: 
David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: March 16, 2015



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

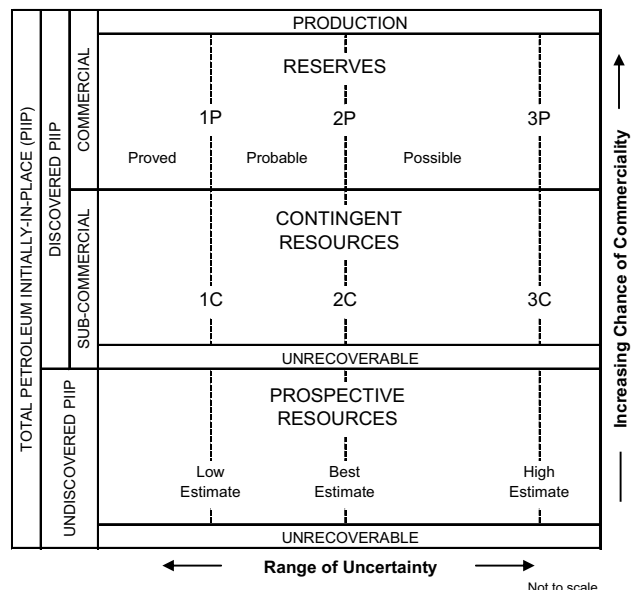


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

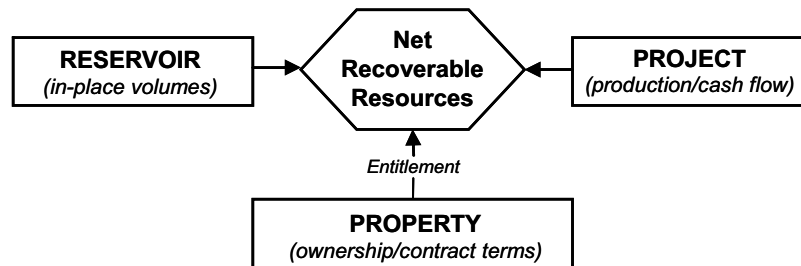


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
MARI B AND NOA FIELDS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	4,055.5	365.6	326.7	0.0	692.2	0.0	0.0	238.2	3,125.1
12-31-2016	10,562.6	952.1	742.9	0.0	1,695.1	17,850.0	0.0	502.3	(9,484.8)
12-31-2017	26,736.6	2,410.1	1,862.1	0.0	4,272.2	0.0	0.0	920.7	21,543.8
12-31-2018	29,058.3	2,619.4	2,047.2	0.0	4,666.6	0.0	0.0	879.3	23,512.4
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14,037.0	0.0	(14,037.0)
12-31-2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	70,413.0	6,347.3	4,978.9	0.0	11,326.1	17,850.0	14,037.0	2,540.5	24,659.4
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26,355.5	0.0	(26,355.5)
Total	70,413.0	6,347.3	4,978.9	0.0	11,326.1	17,850.0	40,392.5	2,540.5	(1,696.1)

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	25.0	781.3	2,343.8	26.5	621.1	1,722.7	1,681.2	1,642.5	1,606.4	1,572.6
12-31-2016	44.6	0.0	(9,484.8)	26.5	1,196.9	(10,681.7)	(9,927.9)	(9,258.7)	(8,661.5)	(8,125.8)
12-31-2017	44.6	5,373.5	16,170.3	26.5	2,398.6	13,771.6	12,190.2	10,851.8	9,710.5	8,730.4
12-31-2018	44.6	10,477.1	13,035.2	26.5	1,630.4	11,404.8	9,614.5	8,169.8	6,992.7	6,025.0
12-31-2019	44.6	0.0	(14,037.0)	26.5	0.0	(14,037.0)	(11,270.0)	(9,141.3)	(7,484.0)	(6,179.6)
12-31-2020	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal		16,631.9	8,027.6		5,847.1	2,180.5	2,288.1	2,264.2	2,164.1	2,022.5
Remaining		0.0	(26,355.5)		0.0	(26,355.5)	(8,373.8)	(2,806.4)	(987.4)	(363.2)
Total		16,631.9	(18,328.0)		5,847.1	(24,175.1)	(6,085.7)	(542.1)	1,176.8	1,659.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through abandonment 2038.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses include only direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
MARI B AND NOA FIELDS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	0.0	0.0	60.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	(60.0)
12-31-2016	2,633.6	237.4	383.1	0.0	620.5	0.0	0.0	120.9	1,892.3
12-31-2017	6,687.8	602.9	967.6	0.0	1,570.4	0.0	0.0	215.6	4,901.8
12-31-2018	7,629.2	687.7	1,091.3	0.0	1,779.0	0.0	0.0	216.7	5,633.5
12-31-2019	4,493.9	405.1	428.5	0.0	833.6	0.0	0.0	239.6	3,420.7
12-31-2020	4,529.3	408.3	431.9	0.0	840.2	0.0	0.0	238.9	3,450.2
12-31-2021	4,078.7	367.7	388.9	0.0	756.6	0.0	0.0	226.9	3,095.3
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	30,052.6	2,709.0	3,751.4	0.0	6,460.4	0.0	0.0	1,258.5	22,333.7
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	30,052.6	2,709.0	3,751.4	0.0	6,460.4	0.0	0.0	1,258.5	22,333.7

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Rate ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted Tax ⁽³⁾ (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	25.0	(15.0)	(45.0)	26.5	(11.9)	(33.1)	(32.3)	(31.6)	(30.9)	(30.2)
12-31-2016	44.6	0.0	1,892.3	26.5	501.5	1,390.8	1,292.7	1,205.5	1,127.8	1,058.0
12-31-2017	44.6	3,027.4	1,874.3	26.5	496.7	1,377.6	1,219.4	1,085.6	971.4	873.3
12-31-2018	44.6	2,510.3	3,123.2	26.5	827.7	2,295.6	1,935.2	1,644.4	1,407.5	1,212.7
12-31-2019	44.6	0.0	3,420.7	26.5	0.0	3,420.7	2,746.4	2,227.7	1,823.8	1,505.9
12-31-2020	44.6	0.0	3,450.2	26.5	0.0	3,450.2	2,638.2	2,042.6	1,599.6	1,265.8
12-31-2021	44.6	1,379.2	1,716.0	26.5	0.0	1,716.0	1,249.7	923.6	691.8	524.6
12-31-2022	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal		6,902.0	15,431.8		1,813.9	13,617.9	11,049.3	9,097.8	7,591.0	6,410.2
Remaining		0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		6,902.0	15,431.8		1,813.9	13,617.9	11,049.3	9,097.8	7,591.0	6,410.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through abandonment in 2038.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses include only direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
MARI B AND NOA FIELDS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	4,055.5	365.6	386.7	0.0	752.3	0.0	0.0	238.2	3,065.0
12-31-2016	13,196.2	1,189.6	1,126.0	0.0	2,315.6	17,850.0	0.0	623.1	(7,592.5)
12-31-2017	33,424.5	3,013.0	2,829.6	0.0	5,842.6	0.0	0.0	1,136.3	26,445.5
12-31-2018	36,687.5	3,307.1	3,138.5	0.0	6,445.6	0.0	0.0	1,096.0	29,145.9
12-31-2019	4,493.9	405.1	428.5	0.0	833.6	0.0	14,037.0	239.6	(10,616.3)
12-31-2020	4,529.3	408.3	431.9	0.0	840.2	0.0	0.0	238.9	3,450.2
12-31-2021	4,078.7	367.7	388.9	0.0	756.6	0.0	0.0	226.9	3,095.3
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	100,465.7	9,056.3	8,730.2	0.0	17,786.5	17,850.0	14,037.0	3,799.0	46,993.1
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26,355.5	0.0	(26,355.5)
Total	100,465.7	9,056.3	8,730.2	0.0	17,786.5	17,850.0	40,392.5	3,799.0	20,637.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	25.0	766.3	2,298.8	26.5	609.2	1,689.6	1,648.9	1,611.0	1,575.6	1,542.4
12-31-2016	44.6	0.0	(7,592.5)	26.5	1,698.4	(9,290.9)	(8,635.2)	(8,053.2)	(7,533.7)	(7,067.8)
12-31-2017	44.6	8,400.9	18,044.6	26.5	2,895.3	15,149.3	13,409.7	11,937.4	10,681.9	9,603.7
12-31-2018	44.6	12,987.4	16,158.5	26.5	2,458.1	13,700.4	11,549.7	9,814.3	8,400.2	7,237.7
12-31-2019	44.6	0.0	(10,616.3)	26.5	0.0	(10,616.3)	(8,523.5)	(6,913.6)	(5,660.2)	(4,673.7)
12-31-2020	44.6	0.0	3,450.2	26.5	0.0	3,450.2	2,638.2	2,042.6	1,599.6	1,265.8
12-31-2021	44.6	1,379.2	1,716.0	26.5	0.0	1,716.0	1,249.7	923.6	691.8	524.6
12-31-2022	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal		23,533.8	23,459.3		7,661.0	15,798.3	13,337.3	11,362.0	9,755.1	8,432.7
Remaining		0.0	(26,355.5)		0.0	(26,355.5)	(8,373.8)	(2,806.4)	(987.4)	(363.2)
Total		23,533.8	(2,896.2)		7,661.0	(10,557.2)	4,963.5	8,555.7	8,767.8	8,069.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through abandonment in 2038.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses include only direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
YAM TETHYS PROJECT AREA, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Price Received Per Production Unit (\$/MCF)	Average Royalties Paid Per Production Unit (\$/MCF)	Average Production Costs Per Production Unit (\$/MCF)	Average Net Revenue Per Production Unit (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (Percent)
2014	0.5	3.47	0.59	1.85	1.03	2.9
2013	12.8	4.14	0.65	0.52	2.97	27.6 ⁽²⁾
2012	22.8	5.11	0.83	0.63	3.65	33.7

Note: The per production unit (\$/MCF) estimates shown in this report are based on historical production data.

⁽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 2013 reserves depletion rate excludes the 13.8 BCF of gross gas swapped with the Tamar Venture.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
RESERVES AND CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
MARI B FIELD
YAM TETHYS PROJECT AREA, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Parameter (Units)	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Net Rock Volume (Acre-feet)	522,610	522,610	522,610
Area (Acres)	1,418	1,418	1,418
Average Net Thickness ⁽¹⁾ (Feet)	369	369	369
Porosity (Decimal)	0.31	0.31	0.31
Water Saturation (Decimal)	0.28	0.28	0.28
Gas Formation Volume Factor (standard cubic feet per reservoir cubic feet)	219	219	219
Gas Recovery Factor (Decimal)	0.82	0.87	0.90

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, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average net thickness is calculated by dividing the net rock volume by the area.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
RESERVES AND CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
NOA FIELD
YAM TETHYS PROJECT AREA, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Parameter (Units)	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Gross Rock Volume (Acre-feet)	109,591	125,196	140,800
Area (Acres)	3,115	3,538	3,961
Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)	35	35	36
Net-to-Gross Ratio (Decimal)	0.471	0.491	0.511
Porosity (Decimal)	0.282	0.292	0.302
Water Saturation (Decimal)	0.382	0.362	0.342
Gas Formation Volume Factor (standard cubic feet per reservoir cubic feet)	223	223	223
Gas Recovery Factor (Decimal)	0.65	0.70	0.75

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, 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.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
PINNACLES FIELD
YAM TETHYS PROJECT AREA, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Parameter (Units)	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Net Rock Volume (Acre-feet)	44,701	44,701	44,701
Area (Acres)	258	258	258
Average Net Thickness ⁽¹⁾ (Feet)	173	173	173
Porosity (Decimal)	0.28	0.28	0.28
Water Saturation (Decimal)	0.16	0.15	0.13
Gas Formation Volume Factor (standard cubic feet per reservoir cubic feet)	187	187	187
Gas Recovery Factor (Decimal)	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, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average net thickness is calculated by dividing the net rock volume by the area.

נספח ב'

דוח עתודות

פרויקט תמר

February 16, 2015

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzlia 46725
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, 2014, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct 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 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the reserves to the Delek Drilling working interest in these properties, as of December 31, 2014, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved	7,600.8	1,187.6	9.9	1.5
Probable	2,969.0	463.9	3.9	0.6
Proved + Probable	10,569.8	1,651.5	13.7	2.1
Possible	1,737.0	271.4	2.3	0.4
Proved + Probable + Possible	12,306.8	1,922.9	16.0	2.5

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling working interest in these properties, as of December 31, 2014, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved	2,695,498.1	1,805,103.4	1,316,605.6	1,024,421.9	836,014.3
Probable	1,176,775.3	409,253.9	159,022.0	69,808.2	34,979.1
Proved + Probable	3,872,273.4	2,214,357.3	1,475,627.6	1,094,230.1	870,993.5
Possible	764,271.6	200,511.4	56,633.9	16,701.0	4,824.5
Proved + Probable + Possible	4,636,545.1	2,414,868.7	1,532,261.5	1,110,931.1	875,818.0

Totals may not add because of rounding.

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2014, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved	6,995.9	9.1	604.9	0.8	7,600.8	9.9
Probable	2,656.9	3.5	312.1	0.4	2,969.0	3.9
Proved + Probable	9,652.8	12.5	917.0	1.2	10,569.8	13.7
Possible	1,334.0	1.7	403.0	0.5	1,737.0	2.3
Proved + Probable + Possible	10,986.8	14.3	1,320.0	1.7	12,306.8	16.0

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 thousands of United States dollars (M\$). For your reference, the February 13, 2015, exchange rate was 3.89 Israeli Shekels per United States dollar.

The estimates shown in this report are for proved, probable, and possible reserves. The proved reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. 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. Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 2007 PRMS project maturity sub-class for these reserves is "on production". The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, Delek Drilling's estimates of the oil and gas profits levy, and Delek Drilling's 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 prices specified by Delek Drilling. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volume. These contract prices are derived from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Public Utility Authority, or HSBC Brent Crude prices. Condensate prices are based on HSBC 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 and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead that can be directly attributed to this project. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Delek Drilling and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the wells, platforms, and production facilities; these estimates do not include any salvage value for the lease and well equipment. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Delek Drilling working 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 current development plans, 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. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells. Such sensitivity analysis could lead to the conclusion that the reserves are not economic.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 1, 2014, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy, Inc., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

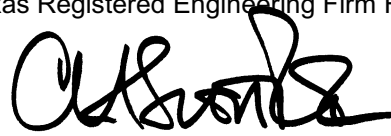
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons 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. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

Sincerely,

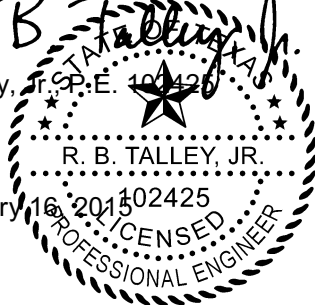
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By:



C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By:

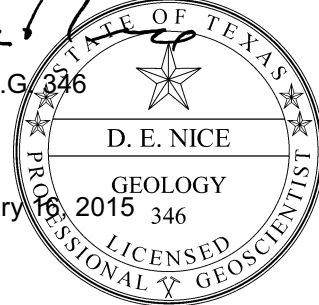


Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President

Date Signed: February 16, 2015

RBT:DEC

By:



David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: February 16, 2015

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

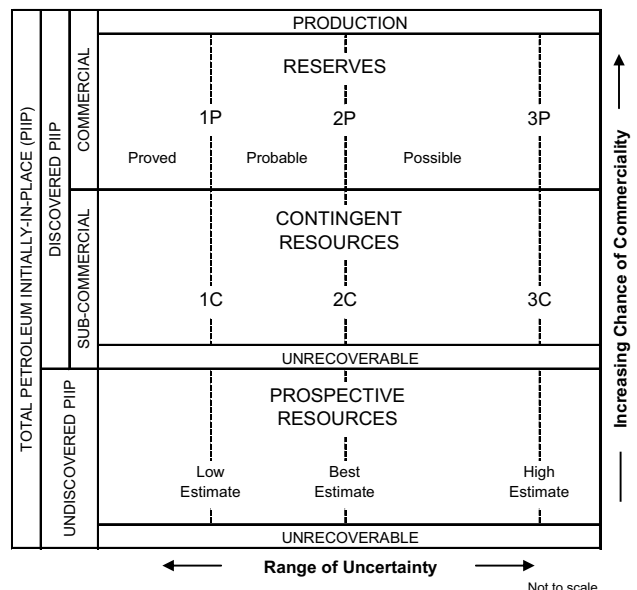


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

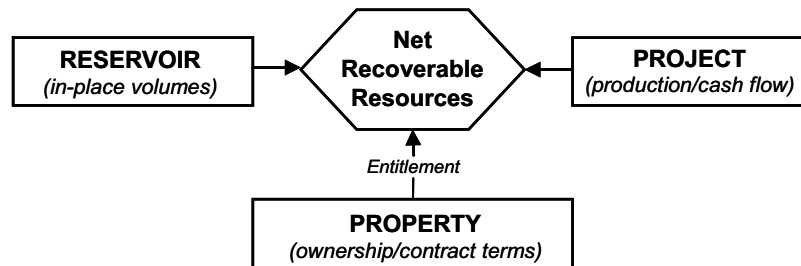


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	292,288.0	33,613.1	8,067.1	1,142.3	42,822.6	51,709.3	-	26,655.6	171,100.5
12-31-2016	359,374.5	41,328.1	18,836.7	1,404.5	61,569.2	1,553.1	-	26,396.3	269,855.8
12-31-2017	377,533.6	43,416.4	45,153.0	1,475.5	90,044.8	50,124.8	-	26,392.8	210,971.1
12-31-2018	395,537.8	45,486.8	47,306.3	1,545.8	94,339.0	25,730.8	-	26,392.8	249,075.2
12-31-2019	405,139.8	46,591.1	48,454.7	1,583.4	96,629.2	18,324.5	-	26,392.8	263,793.3
12-31-2020	414,382.8	47,654.0	49,560.2	1,619.5	98,833.7	7,308.9	-	26,396.3	281,843.9
12-31-2021	419,009.2	48,186.1	50,113.5	1,637.6	99,937.1	21,902.6	-	26,392.8	270,776.6
12-31-2022	429,719.1	49,417.7	51,394.4	1,679.4	102,491.5	42,968.8	-	26,392.8	257,866.0
12-31-2023	435,644.2	50,099.1	52,103.1	1,702.6	103,904.7	-	-	26,392.8	305,346.7
12-31-2024	442,827.1	50,925.1	52,962.1	1,730.6	105,617.9	15,625.0	-	26,396.3	295,187.9
12-31-2025	447,655.2	51,480.3	53,539.6	1,749.5	106,769.4	-	-	26,392.8	314,492.9
12-31-2026	455,123.3	52,339.2	54,432.8	1,778.7	108,550.6	15,625.0	-	26,392.8	304,554.9
12-31-2027	462,716.9	53,212.4	55,340.9	1,808.4	110,361.8	-	-	26,392.8	325,962.3
12-31-2028	471,726.6	54,248.6	56,418.5	1,843.6	112,510.6	74,218.8	-	26,396.3	258,600.9
12-31-2029	478,287.1	55,003.0	57,203.1	1,869.2	114,075.4	31,250.0	-	26,392.8	306,568.9
Subtotal	6,286,965.2	723,001.0	700,886.0	24,570.5	1,448,457.5	356,341.6	-	396,169.2	4,085,996.9
Remaining	2,035,007.1	234,025.8	243,386.9	7,953.1	485,365.8	31,250.0	22,529.2	180,983.7	1,314,878.4
Total	8,321,972.4	957,026.8	944,272.9	32,523.6	1,933,823.3	387,591.6	22,529.2	577,152.9	5,400,875.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	-	-	171,100.5	26.5	39,537.8	131,562.7	128,392.1	125,440.2	122,682.9	120,099.8
12-31-2016	-	-	269,855.8	26.5	51,582.3	218,273.4	202,869.6	189,196.0	176,992.2	166,046.2
12-31-2017	-	-	210,971.1	26.5	47,466.2	163,504.9	144,729.6	128,839.5	115,288.5	103,652.0
12-31-2018	-	-	249,075.2	26.5	50,008.8	199,066.4	167,816.8	142,601.3	122,055.0	105,163.2
12-31-2019	7.4	19,529.5	244,263.8	26.5	48,103.5	196,160.3	157,492.3	127,745.1	104,585.4	86,356.6
12-31-2020	31.0	87,268.0	194,575.9	26.5	47,110.5	147,465.4	112,758.4	87,303.2	68,367.8	54,099.5
12-31-2021	41.6	112,762.0	158,014.6	26.5	42,212.6	115,802.0	84,330.7	62,325.2	46,685.3	35,402.8
12-31-2022	44.6	114,905.1	142,960.9	26.5	42,406.4	100,554.5	69,740.0	49,199.0	35,250.7	25,617.8
12-31-2023	44.6	136,062.5	169,284.2	26.5	37,995.3	131,288.9	86,719.9	58,396.9	40,021.8	27,873.2
12-31-2024	44.6	131,535.7	163,652.2	26.5	40,289.3	123,362.9	77,604.4	49,883.2	32,700.5	21,825.4
12-31-2025	44.6	140,138.1	174,354.9	26.5	39,741.5	134,613.4	80,649.3	49,484.0	31,028.5	19,846.6
12-31-2026	44.6	135,709.7	168,845.2	26.5	42,842.2	126,003.0	71,895.9	42,108.0	25,255.5	15,480.9
12-31-2027	44.6	145,248.8	180,713.5	26.5	43,229.9	137,483.6	74,711.0	41,767.9	23,962.3	14,076.2
12-31-2028	44.6	115,232.6	143,368.3	26.5	52,125.2	91,243.2	47,222.0	25,199.9	13,828.6	7,784.9
12-31-2029	44.6	136,607.1	169,961.8	26.5	46,957.6	123,004.2	60,628.3	30,883.5	16,210.7	8,745.6
Subtotal		1,274,999.0	2,810,997.9		671,609.1	2,139,388.8	1,567,560.3	1,210,372.9	974,915.7	812,070.8
Remaining		585,909.8	728,968.6		172,859.3	556,109.3	237,543.1	106,232.7	49,506.2	23,943.5
Total		1,860,908.8	3,539,966.5		844,468.4	2,695,498.1	1,805,103.4	1,316,605.6	1,024,421.9	836,014.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through the end of production in 2036.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs ⁽²⁾ (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽³⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2018	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
12-31-2022	-	-	-	-	-	(27,343.8)	-	-	27,343.8
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	(31,250.0)	-	-	31,250.0
12-31-2029	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
Subtotal	-	-	-	-	-	(121,093.8)	-	-	121,093.8
Remaining	4,061,250.1	467,043.8	485,725.5	15,872.0	968,641.3	105,468.8	-	210,352.7	2,776,787.4
Total	4,061,250.1	467,043.8	485,725.5	15,872.0	968,641.3	(15,625.0)	-	210,352.7	2,897,881.1

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2016	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2017	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2018	-	-	15,625.0	26.5	414.1	15,210.9	12,823.1	10,896.4	9,326.4	8,035.7
12-31-2019	9.3	5,017.6	(5,017.6)	26.5	(915.6)	(4,102.0)	(3,293.4)	(2,671.4)	(2,187.1)	(1,805.9)
12-31-2020	31.5	1,540.2	(1,540.2)	26.5	5.9	(1,546.1)	(1,182.2)	(915.3)	(716.8)	(567.2)
12-31-2021	42.2	7,968.3	7,656.7	26.5	(1,283.5)	8,940.2	6,510.5	4,811.7	3,604.2	2,733.2
12-31-2022	44.6	12,184.4	15,159.4	26.5	(1,676.1)	16,835.5	11,676.3	8,237.2	5,901.9	4,289.1
12-31-2023	44.6	-	-	26.5	1,552.7	(1,552.7)	(1,025.6)	(690.7)	(473.3)	(329.7)
12-31-2024	44.6	-	-	26.5	1,552.7	(1,552.7)	(976.8)	(627.9)	(411.6)	(274.7)
12-31-2025	44.6	-	-	26.5	1,552.7	(1,552.7)	(930.3)	(570.8)	(357.9)	(228.9)
12-31-2026	44.6	6,962.5	8,662.5	26.5	121.7	8,540.8	4,873.3	2,854.2	1,711.9	1,049.3
12-31-2027	44.6	-	-	26.5	1,966.8	(1,966.8)	(1,068.8)	(597.5)	(342.8)	(201.4)
12-31-2028	44.6	13,925.0	17,325.0	26.5	(1,309.3)	18,634.3	9,644.0	5,146.5	2,824.2	1,589.9
12-31-2029	44.6	6,962.5	8,662.5	26.5	949.9	7,712.6	3,801.5	1,936.5	1,016.4	548.4
Subtotal		54,560.5	66,533.3		2,932.1	63,601.2	40,851.7	27,808.9	19,895.5	14,837.8
Remaining		1,237,336.4	1,539,450.9		426,276.8	1,113,174.2	368,402.2	131,213.2	49,912.7	20,141.3
Total		1,291,896.9	1,605,984.2		429,208.9	1,176,775.3	409,253.9	159,022.0	69,808.2	34,979.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through the end of production in 2044.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Negative capital costs are due to credits for the Jordanian pipeline connection.

⁽³⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	292,288.0	33,613.1	8,067.1	1,142.3	42,822.6	51,709.3	-	26,655.6	171,100.5
12-31-2016	359,374.5	41,328.1	18,836.7	1,404.5	61,569.2	1,553.1	-	26,396.3	269,855.8
12-31-2017	377,533.6	43,416.4	45,153.0	1,475.5	90,044.8	50,124.8	-	26,392.8	210,971.1
12-31-2018	395,537.8	45,486.8	47,306.3	1,545.8	94,339.0	10,105.8	-	26,392.8	264,700.2
12-31-2019	405,139.8	46,591.1	48,454.7	1,583.4	96,629.2	18,324.5	-	26,392.8	263,793.3
12-31-2020	414,382.8	47,654.0	49,560.2	1,619.5	98,833.7	7,308.9	-	26,396.3	281,843.9
12-31-2021	419,009.2	48,186.1	50,113.5	1,637.6	99,937.1	6,277.6	-	26,392.8	286,401.6
12-31-2022	429,719.1	49,417.7	51,394.4	1,679.4	102,491.5	15,625.0	-	26,392.8	285,209.7
12-31-2023	435,644.2	50,099.1	52,103.1	1,702.6	103,904.7	-	-	26,392.8	305,346.7
12-31-2024	442,827.1	50,925.1	52,962.1	1,730.6	105,617.9	15,625.0	-	26,396.3	295,187.9
12-31-2025	447,655.2	51,480.3	53,539.6	1,749.5	106,769.4	-	-	26,392.8	314,492.9
12-31-2026	455,123.3	52,339.2	54,432.8	1,778.7	108,550.6	-	-	26,392.8	320,179.9
12-31-2027	462,716.9	53,212.4	55,340.9	1,808.4	110,361.8	-	-	26,392.8	325,962.3
12-31-2028	471,726.6	54,248.6	56,418.5	1,843.6	112,510.6	42,968.8	-	26,396.3	289,850.9
12-31-2029	478,287.1	55,003.0	57,203.1	1,869.2	114,075.4	15,625.0	-	26,392.8	322,193.9
Subtotal	6,286,965.2	723,001.0	700,886.0	24,570.5	1,448,457.5	235,247.8	-	396,169.2	4,207,090.7
Remaining	6,096,257.3	701,069.6	729,112.4	23,825.1	1,454,007.1	136,718.8	22,529.2	391,336.4	4,091,665.8
Total	12,383,222.5	1,424,070.6	1,429,998.4	48,395.6	2,902,464.6	371,966.6	22,529.2	787,505.6	8,298,756.4

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	-	-	171,100.5	26.5	39,537.8	131,562.7	128,392.1	125,440.2	122,682.9	120,099.8
12-31-2016	-	-	269,855.8	26.5	51,582.3	218,273.4	202,869.6	189,196.0	176,992.2	166,046.2
12-31-2017	-	-	210,971.1	26.5	47,466.2	163,504.9	144,729.6	128,839.5	115,288.5	103,652.0
12-31-2018	-	-	264,700.2	26.5	50,422.8	214,277.4	180,639.9	153,497.7	131,381.4	113,198.8
12-31-2019	9.3	24,547.1	239,246.2	26.5	47,187.9	192,058.3	154,198.9	125,073.7	102,398.3	84,550.8
12-31-2020	31.5	88,808.2	193,035.7	26.5	47,116.4	145,919.3	111,576.2	86,387.9	67,651.1	53,532.3
12-31-2021	42.2	120,730.3	165,671.3	26.5	40,929.2	124,742.2	90,841.2	67,136.8	50,289.5	38,136.0
12-31-2022	44.6	127,089.5	158,120.3	26.5	40,730.3	117,390.0	81,416.3	57,436.2	41,152.6	29,906.9
12-31-2023	44.6	136,062.5	169,284.2	26.5	39,548.1	129,736.1	85,694.3	57,706.3	39,548.4	27,543.6
12-31-2024	44.6	131,535.7	163,652.2	26.5	41,842.0	121,810.1	76,627.6	49,255.3	32,289.0	21,550.7
12-31-2025	44.6	140,138.1	174,354.9	26.5	41,294.2	133,060.6	79,719.0	48,913.2	30,670.6	19,617.6
12-31-2026	44.6	142,672.2	177,507.7	26.5	42,963.9	134,543.8	76,769.1	44,962.2	26,967.4	16,530.2
12-31-2027	44.6	145,248.8	180,713.5	26.5	45,196.7	135,516.8	73,642.2	41,170.4	23,619.5	13,874.8
12-31-2028	44.6	129,157.6	160,693.3	26.5	50,815.9	109,877.4	56,866.0	30,346.4	16,652.8	9,374.8
12-31-2029	44.6	143,569.6	178,624.3	26.5	47,907.5	130,716.8	64,429.8	32,819.9	17,227.1	9,294.0
Subtotal		1,329,559.5	2,877,531.2		674,541.2	2,202,990.0	1,608,411.9	1,238,181.7	994,811.3	826,908.6
Remaining		1,823,246.3	2,268,419.5		599,136.1	1,669,283.4	605,945.3	237,445.9	99,418.8	44,084.8
Total		3,152,805.7	5,145,950.7		1,273,677.3	3,872,273.4	2,214,357.3	1,475,627.6	1,094,230.1	870,993.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through the end of production in 2044.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs ⁽²⁾ (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽³⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
12-31-2023	-	-	-	-	-	42,968.8	-	-	(42,968.8)
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	15,625.0	-	-	(15,625.0)
12-31-2028	-	-	-	-	-	(42,968.8)	-	-	42,968.8
12-31-2029	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
Subtotal	-	-	-	-	-	(15,625.0)	-	-	15,625.0
Remaining	2,589,744.9	297,820.7	309,733.5	10,121.1	617,675.3	31,250.0	-	80,857.7	1,859,961.9
Total	2,589,744.9	297,820.7	309,733.5	10,121.1	617,675.3	15,625.0	-	80,857.7	1,875,586.9

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2016	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2017	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2018	-	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	9.3	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	31.5	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	42.2	-	-	26.5	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	44.6	6,962.5	8,662.5	26.5	(1,431.0)	10,093.5	7,000.4	4,938.5	3,538.4	2,571.5
12-31-2023	44.6	(19,146.9)	(23,821.9)	26.5	4,349.3	(28,171.2)	(18,607.8)	(12,530.5)	(8,587.6)	(5,980.9)
12-31-2024	44.6	-	-	26.5	(724.6)	724.6	455.8	293.0	192.1	128.2
12-31-2025	44.6	-	-	26.5	(724.6)	724.6	434.1	266.4	167.0	106.8
12-31-2026	44.6	-	-	26.5	(724.6)	724.6	413.5	242.2	145.2	89.0
12-31-2027	44.6	(6,962.5)	(8,662.5)	26.5	706.4	(9,368.9)	(5,091.2)	(2,846.3)	(1,632.9)	(959.2)
12-31-2028	44.6	19,146.9	23,821.9	26.5	(5,073.9)	28,895.8	14,954.7	7,980.6	4,379.4	2,465.4
12-31-2029	44.6	6,962.5	8,662.5	26.5	(1,431.0)	10,093.5	4,975.0	2,534.2	1,330.2	717.7
Subtotal		6,962.5	8,662.5		(5,054.0)	13,716.5	4,534.5	878.1	(468.2)	(861.5)
Remaining		828,799.0	1,031,162.9		280,607.8	750,555.1	195,976.9	55,755.9	17,169.2	5,686.1
Total		835,761.5	1,039,825.4		275,553.7	764,271.6	200,511.4	56,633.9	16,701.0	4,824.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through the end of production in 2047.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Negative capital costs are due to credits for the Jordanian pipeline connection.

⁽³⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%	
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				(M\$)	
12-31-2015	292,288.0	33,613.1	8,067.1	1,142.3	42,822.6	51,709.3	-	26,655.6	171,100.5	
12-31-2016	359,374.5	41,328.1	18,836.7	1,404.5	61,569.2	1,553.1	-	26,396.3	269,855.8	
12-31-2017	377,533.6	43,416.4	45,153.0	1,475.5	90,044.8	50,124.8	-	26,392.8	210,971.1	
12-31-2018	395,537.8	45,486.8	47,306.3	1,545.8	94,339.0	10,105.8	-	26,392.8	264,700.2	
12-31-2019	405,139.8	46,591.1	48,454.7	1,583.4	96,629.2	18,324.5	-	26,392.8	263,793.3	
12-31-2020	414,382.8	47,654.0	49,560.2	1,619.5	98,833.7	7,308.9	-	26,396.3	281,843.9	
12-31-2021	419,009.2	48,186.1	50,113.5	1,637.6	99,937.1	6,277.6	-	26,392.8	286,401.6	
12-31-2022	429,719.1	49,417.7	51,394.4	1,679.4	102,491.5	-	-	26,392.8	300,834.7	
12-31-2023	435,644.2	50,099.1	52,103.1	1,702.6	103,904.7	42,968.8	-	26,392.8	262,378.0	
12-31-2024	442,827.1	50,925.1	52,962.1	1,730.6	105,617.9	15,625.0	-	26,396.3	295,187.9	
12-31-2025	447,655.2	51,480.3	53,539.6	1,749.5	106,769.4	-	-	26,392.8	314,492.9	
12-31-2026	455,123.3	52,339.2	54,432.8	1,778.7	108,550.6	-	-	26,392.8	320,179.9	
12-31-2027	462,716.9	53,212.4	55,340.9	1,808.4	110,361.8	15,625.0	-	26,392.8	310,337.3	
12-31-2028	471,726.6	54,248.6	56,418.5	1,843.6	112,510.6	-	-	26,396.3	332,819.6	
12-31-2029	478,287.1	55,003.0	57,203.1	1,869.2	114,075.4	-	-	26,392.8	337,819.8	
Subtotal	6,286,965.2	723,001.0	700,886.0	24,570.5	1,448,457.5	219,622.8	-	396,169.2	4,222,715.7	
Remaining	8,686,002.2	998,890.2	1,038,845.9	33,946.3	2,071,682.4	167,968.8	22,529.2	472,194.2	5,951,627.6	
Total	14,972,967.4	1,721,891.2	1,739,731.9	58,516.8	3,520,139.9	387,591.6	22,529.2	868,363.4	10,174,343.3	

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2015	-	-	171,100.5	26.5	39,537.8	131,562.7	128,392.1	125,440.2	122,682.9	120,099.8
12-31-2016	-	-	269,855.8	26.5	51,582.3	218,273.4	202,869.6	189,196.0	176,992.2	166,046.2
12-31-2017	-	-	210,971.1	26.5	47,466.2	163,504.9	144,729.6	128,839.5	115,288.5	103,652.0
12-31-2018	-	-	264,700.2	26.5	50,422.8	214,277.4	180,639.9	153,497.7	131,381.4	113,198.8
12-31-2019	9.3	24,547.1	239,246.2	26.5	47,187.9	192,058.3	154,198.9	125,073.7	102,398.3	84,550.8
12-31-2020	31.5	88,808.2	193,035.7	26.5	47,116.4	145,919.3	111,576.2	86,387.9	67,651.1	53,532.3
12-31-2021	42.2	120,730.3	165,671.3	26.5	40,929.2	124,742.2	90,841.2	67,136.8	50,289.5	38,136.0
12-31-2022	44.6	134,052.0	166,782.8	26.5	39,299.3	127,483.5	88,416.7	62,374.8	44,691.0	32,478.4
12-31-2023	44.6	116,915.6	145,462.3	26.5	43,897.4	101,564.9	67,086.4	45,175.8	30,960.8	21,562.7
12-31-2024	44.6	131,535.7	163,652.2	26.5	41,117.4	122,534.8	77,083.4	49,548.3	32,481.0	21,678.9
12-31-2025	44.6	140,138.1	174,354.9	26.5	40,569.6	133,785.3	80,153.2	49,179.6	30,837.6	19,724.5
12-31-2026	44.6	142,672.2	177,507.7	26.5	42,239.3	135,268.4	77,182.6	45,204.4	27,112.6	16,619.3
12-31-2027	44.6	138,286.3	172,051.0	26.5	45,903.1	126,147.9	68,551.0	38,324.1	21,986.6	12,915.6
12-31-2028	44.6	148,304.4	184,515.2	26.5	45,742.0	138,773.2	71,820.8	38,327.0	21,032.2	11,840.2
12-31-2029	44.6	150,532.1	187,286.8	26.5	46,476.5	140,810.3	69,404.8	35,354.2	18,557.3	10,011.7
Subtotal		1,336,522.0	2,886,193.7		669,487.1	2,216,706.5	1,612,946.5	1,239,059.8	994,343.1	826,047.1
Remaining		2,652,045.3	3,299,582.4		879,743.8	2,419,838.5	801,922.2	293,201.7	116,588.0	49,770.9
Total		3,988,567.3	6,185,776.0		1,549,231.0	4,636,545.1	2,414,868.7	1,532,261.5	1,110,931.1	875,818.0

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2029, through the end of production in 2047.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, we have not attributed any part of the revenues to services.

⁽²⁾ Operating expenses are limited to direct project-level costs and Delek Drilling's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Price Received Per Production Unit (\$/MCF)	Average Royalties Paid Per Production Unit (\$/MCF)	Average Production Costs Per Production Unit (\$/MCF)	Average Net Revenue Per Production Unit (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (Percent)
2014 ⁽²⁾	41.6	5.67	0.82	0.57	4.28	2.7
2013 ⁽³⁾	28.0	5.45	0.78	0.55	4.13	1.8

Note: The per production unit (\$/MCF) estimates shown in this report are based on historical production data and include condensate revenue and costs.

- (1) The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of the year.
- (2) The average price received per production unit (\$/MCF) excludes the average price of \$2.29 per MCF received for the 2.1 BCF of working interest gas that were produced and sold during 2013 related to the settlement of gas swap production agreement between the Tamar Project and Yam Tethys Project.
- (3) This production data excludes the 2.1 BCF of working interest gas swapped with the Yam Tethys Project.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate ⁽²⁾	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	1,996,682	2,434,537	2,434,537	16,376	20,806	20,806	122	117	117	0.90	0.93	0.94
B Sand	1,428,160	1,541,202	1,541,202	12,283	13,550	13,550	116	114	114	0.84	0.86	0.89
C Sand	1,750,823	1,778,483	1,778,483	8,295	8,643	8,643	211	206	206	0.87	0.89	0.91

Reservoir	Porosity (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.23	0.24	0.24	0.74	0.80	0.83	372	372	372	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.22	0.23	0.23	0.73	0.77	0.80	372	372	372	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.22	0.23	0.23	0.79	0.83	0.82	372	372	372	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, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the A, B, and C Sands result in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

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	258,422	323,027	387,632	1,779	2,224	2,668	145	145	145	0.93	0.96	0.98
B Sand	163,587	204,484	245,381	1,112	1,390	1,668	147	147	147	0.93	0.96	0.98

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	0.21	0.22	0.23	0.82	0.85	0.88	372	372	372	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.18	0.19	0.20	0.76	0.79	0.82	372	372	372	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, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ג'

דוח משאבים מותנים ומנובאים

חזקת I/13 דלית

March 13, 2013

Delek Drilling Limited Partnership
12 Abar Even Boulevard
Herzlia 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective gas resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in a discovery and prospects located in the Dalit Discovery area, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are subclassified as development pending and are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and a reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being commercial.

We estimate the unrisksed gross (100 percent) contingent gas resources and unrisksed working interest contingent gas resources to the Delek Drilling interest in the Dalit Discovery, as of December 31, 2012, to be:

Category	Unrisked Contingent Gas Resources (BCF)	
	Gross (100 Percent)	Working Interest
Low Estimate (1C)	216.9	33.9
Best Estimate (2C)	270.7	42.3
High Estimate (3C)	334.8	52.3

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. This property is not expected to produce commercial volumes of condensate.

The contingent resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

PROSPECTIVE RESOURCES

The Dalit prospects consist of fault blocks West 1, West 2, West 3, East 1, East 2, and East 3. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisked best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being commercial.

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective gas resources and unrisked working interest prospective gas resources to the Delek Drilling interest in the Dalit prospects, as of December 31, 2012, to be:

Prospect	Unrisked Prospective Gas Resources (BCF)					
	Gross (100 Percent)			Working Interest		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
West 1	134.2	169.1	210.2	21.0	26.4	32.8
West 2	64.0	80.8	101.8	10.0	12.6	15.9
West 3	2.9	3.7	4.6	0.5	0.6	0.7
East 1	3.4	4.3	5.5	0.5	0.7	0.9
East 2	1.8	2.3	2.9	0.3	0.4	0.5
East 3	5.9	7.4	9.3	0.9	1.2	1.5

These properties are not expected to produce commercial volumes of condensate.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risking of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risks for these prospects are trap integrity and reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of success for the prospects are shown in the following table:

Geologic Risk Element	Probability of Success (Percent)
Trap Integrity	90
Reservoir Quality	90
Source Evaluation	100
Timing/Migration	95
Probability of Geologic Success	77

Each prospect was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospect drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospects may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

The Dalit Discovery area is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired and processed in 2001, reprocessed in 2008, and reprocessed again in 2010. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospects.

GENERAL INFORMATION

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the discovery well. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimates in this report or the commerciality of such resources estimates.

The contingent resources and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent resources and prospective resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II immediately following the definitions. The contingent and prospective resources shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. 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 January 9, 2013, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy, Inc., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. The contractual rights to the properties have not been examined by NSAI, nor has the actual degree or type of interest owned been independently confirmed. 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 responsible for preparing the

estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

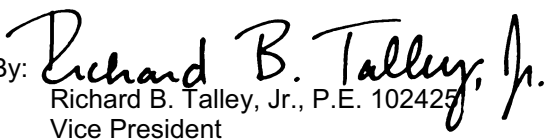
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

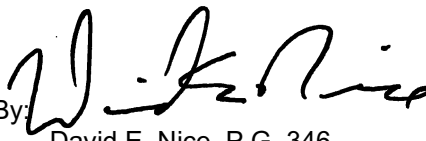
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President

Date Signed: March 13, 2013

RBT:DEG

By: 
David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: March 13, 2013

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

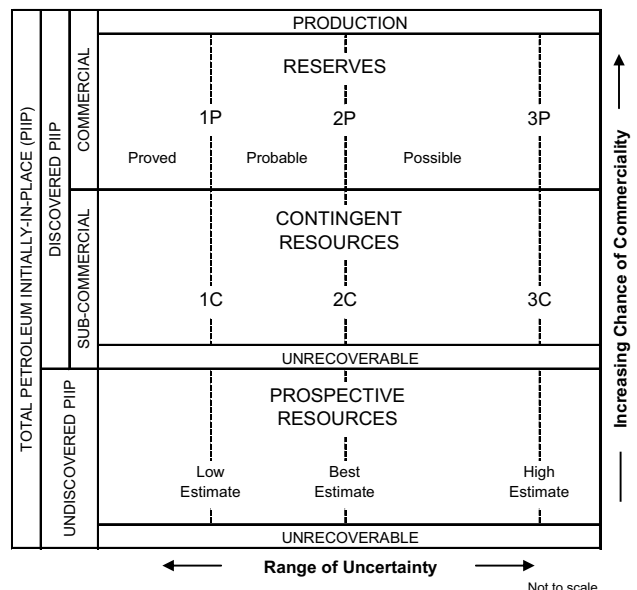


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

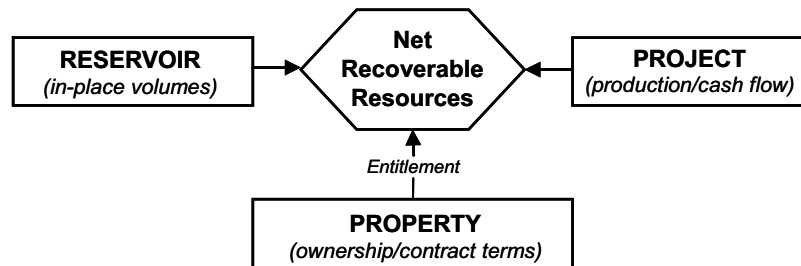


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
DALIT DISCOVERY, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Gross Rock Volume (Acre-feet) Lognormal Distribution		Area (Acres) Lognormal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		Net-to-Gross Ratio (Decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
118,931	166,978	1,273	1,394	93	120	0.742	0.842
Porosity (Decimal) Normal Distribution		Gas Saturation (Decimal) Normal Distribution		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾ Uniform Distribution		Gas Recovery Factor (Decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
DALIT PROSPECTS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Prospect	Gross Rock Volume (Acre-feet)		Area (Acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		Net-to-Gross Ratio (Decimal)	
	Lognormal Distribution		Lognormal Distribution				Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	73,444	104,920	1,075	1,353	68	78	0.742	0.842
West 2	34,754	49,649	534	729	65	68	0.742	0.842
West 3	1,595	2,279	19	30	84	76 ⁽²⁾	0.742	0.842
East 1	1,864	2,663	20	144	93	18 ⁽²⁾	0.742	0.842
East 2	1,005	1,436	16	75	63	19 ⁽²⁾	0.742	0.842
East 3	3,199	4,570	55	152	58	30 ⁽²⁾	0.742	0.842

Prospect	Porosity (Decimal)		Gas Saturation (Decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾		Gas Recovery Factor (Decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Uniform Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
West 1	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700
West 2	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700
West 3	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700
East 1	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700
East 2	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700
East 3	0.270	0.330	0.790	0.864	354	354	0.600	0.700

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the West 3, East 1, East 2, and East 3 prospects results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ד'

דוח משאבים מותנים

מאגר לויתן

July 11, 2014

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzeliya 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the contingent resources, as of June 30, 2014, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in the Leviathan Discovery located offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in this discovery. We completed our evaluation on or about the date of this letter. Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The resources shown in this report are subclassified as development pending and are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources for the Leviathan Discovery, as of June 30, 2014, to be:

Reservoir	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	12,524.9	22.5	16,448.5	29.6	19,244.6	34.6
B Sand	2,074.3	3.7	2,964.2	5.3	4,263.9	7.7
C Sand	1,982.9	3.6	2,521.8	4.5	3,016.2	5.4

We estimate the working interest contingent resources to the Delek Drilling working interest in the Leviathan Discovery, as of June 30, 2014, to be:

Reservoir	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	2,839.0	5.1	3,728.4	6.7	4,362.2	7.9
B Sand	470.2	0.8	671.9	1.2	966.5	1.7
C Sand	449.5	0.8	571.6	1.0	683.7	1.2

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.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the discovery, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the discovery; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates.

The resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources assessment for the Leviathan Discovery, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in a table immediately following the definitions. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on May 5, 2014, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Delek Drilling; Noble Energy, Inc., 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 discovery 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

this discovery 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 responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

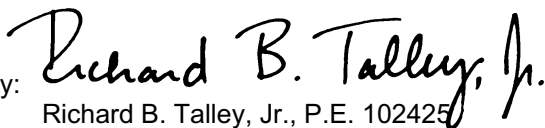
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years 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
Vice President

By: 
David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: July 11, 2014

Date Signed: July 11, 2014

RBT:DEG

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

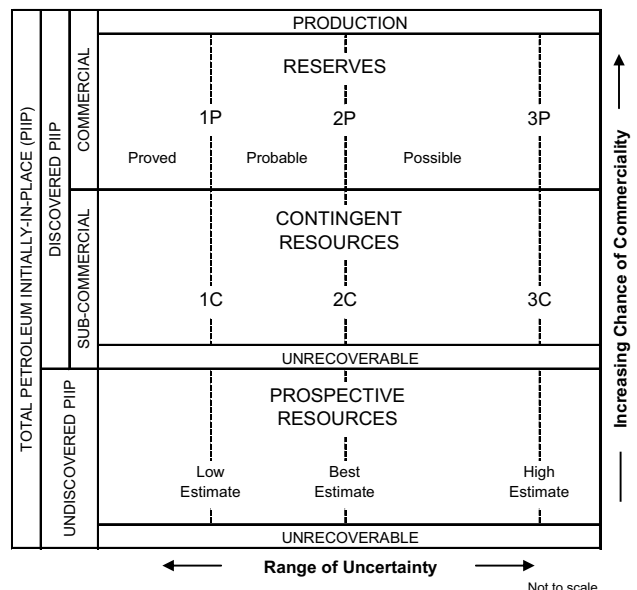


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

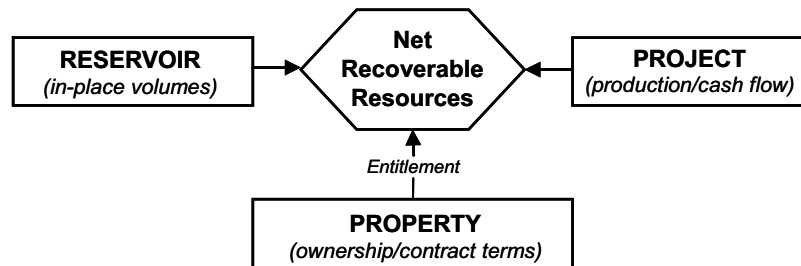


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN DISCOVERY, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2014

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness (Feet) ⁽¹⁾			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	11,184,366	11,184,366	11,184,366	83,416	83,416	83,416	134	134	134	0.78	0.81	0.88
B Sand	4,504,735	4,504,735	4,504,735	41,035	41,035	41,035	110	110	110	0.33	0.40	0.51
C Sand	1,818,376	1,818,376	1,818,376	16,759	16,759	16,759	109	109	109	0.77	0.81	0.87

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	0.21	0.22	0.22	0.70	0.78	0.78	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.21	0.21	0.22	0.68	0.74	0.74	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.21	0.21	0.22	0.69	0.77	0.76 ⁽³⁾	374	374	374	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

⁽³⁾ For the C Sand, the high estimate gas saturation is lower than the low and best estimates due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

נספח ה'

דוח משאבים מנובאים

I/14 לויתן דרום

I/15 לויתן צפון

March 13, 2013

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzeliya 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisks prospective resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in two prospective reservoirs located in the Leviathan Deep Prospect, offshore Israel. 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. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospective reservoirs, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospective reservoirs. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being commercial. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective resources for these prospective reservoirs, as of December 31, 2012, to be:

Prospective Reservoir	Unrisks Gross (100 Percent) Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Middle Cretaceous	45.2	400.1	277.5	1,965.2	1,297.8	8,432.4
Lower Cretaceous	49.6	443.4	282.2	1,984.8	1,204.4	7,563.2

We estimate the unrisks working interest prospective resources to the Delek Drilling interest in these prospective reservoirs, as of December 31, 2012, to be:

Prospective Reservoir	Unrisks Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Middle Cretaceous	10.2	90.7	62.9	445.5	294.2	1,911.6
Lower Cretaceous	11.2	100.5	64.0	450.0	273.0	1,714.6

The oil resources shown include crude oil and condensate. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. Our estimates are based on the assumption that, in the event a hydrocarbon discovery is made, the prospective reservoirs are half oil-filled (oil rim) and half gas-filled (gas cap).

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for the Middle Cretaceous Prospective Reservoir is reservoir quality. The primary geologic risks for the Lower Cretaceous Prospective Reservoir are reservoir quality and source evaluation. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for the prospective reservoirs are shown in the following table:

Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (Percent)				Probability of Geologic Success (Percent)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Middle Cretaceous	85	40	55	80	15
Lower Cretaceous	85	55	55	80	21

Each prospective reservoir was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospective reservoir drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospective reservoirs may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospective reservoirs.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the prospect. We have not investigated possible environmental liability related to the prospect; however, we are not currently aware of any possible

environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such resources estimates.

The Leviathan Deep Prospect is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2009 by Petroleum Geo-Services and final processing was completed in 2010. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources assessment for the Leviathan Deep Prospect, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in a table immediately following the definitions. These resources are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. 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 January 9, 2013, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Delek Drilling, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. The contractual rights to the prospect have not been examined by NSAI, nor has the actual degree or type of interest owned been independently confirmed. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in this prospect 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 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. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is

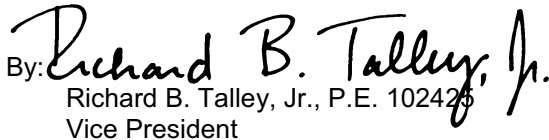
a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

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. 102429
Vice President

By: 
David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: March 13, 2013

Date Signed: March 13, 2013

RBT:DEG

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

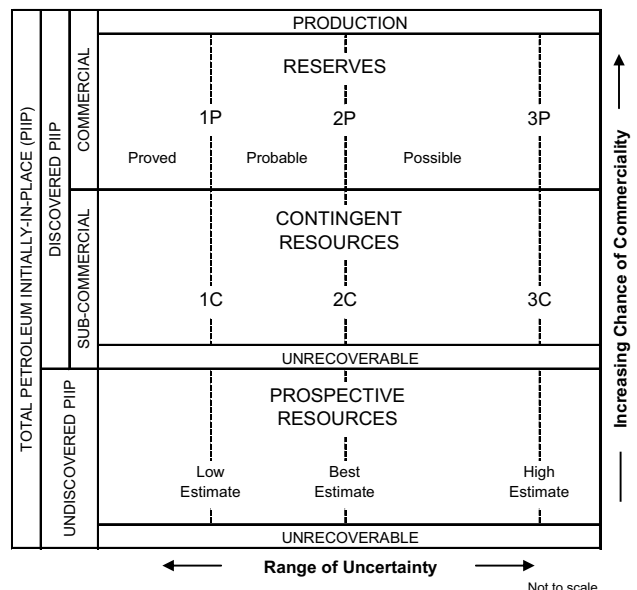


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

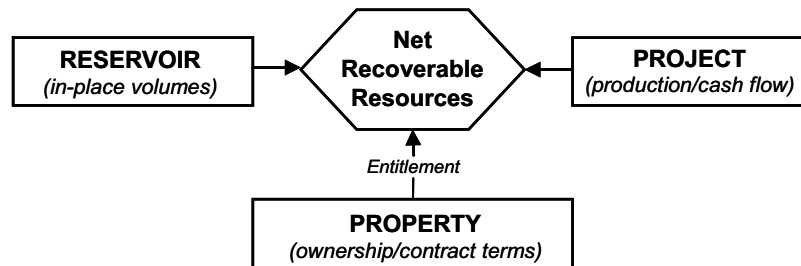


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
LEVIATHAN DEEP PROSPECT
OFFSHORE ISRAEL

Parameter (Units)	Distribution Type	Middle Cretaceous		Lower Cretaceous	
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Gross Rock Volume (Acre-feet)	Lognormal	2,572,271	28,967,372	2,976,639	24,804,310
Area (Acres)	Lognormal	15,141	76,449	13,997	57,892
Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)	Normal	170	379	213	428
Net-to-Gross Ratio (Decimal)	Normal	0.10	0.70	0.10	0.70
Porosity (Decimal)	Normal	0.12	0.22	0.12	0.22
Oil Saturation (Decimal)	Normal	0.55	0.75	0.55	0.75
Gas Saturation (Decimal)	Normal	0.55	0.75	0.55	0.75
Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽²⁾	Normal	2.00	1.40	2.00	1.40
Initial Gas Formation Volume Factor (RB/MCF) ⁽³⁾	Normal	0.42	0.49	0.42	0.49
Oil Recovery Factor (Decimal)	Normal	0.10	0.45	0.10	0.45
Gas Recovery Factor (Decimal)	Normal	0.50	0.70	0.50	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

⁽³⁾ The abbreviation RB/MCF represents reservoir barrels per thousand cubic feet.

נספח ו'

דוח משאבים מותנים

**מאגר דולפין
(רישיון 351/חנה)**

March 13, 2013

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzelia 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the contingent gas resources, as of December 31, 2012, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in the Dolphin Discovery located in the Hanna License, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in this discovery. We completed our evaluation on or about the date of this letter. Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. These resources are subclassified as development on hold and are contingent upon project sanctioning and demonstration of the commercial viability of the project. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being commercial. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's 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) contingent gas resources and working interest contingent gas resources to the Delek Drilling interest in the Dolphin Discovery, as of December 31, 2012, to be:

Category	Contingent Gas Resources (BCF)	
	Gross (100 Percent)	Working Interest
Low Estimate (1C)	37.2	8.4
Best Estimate (2C)	81.3	18.4
High Estimate (3C)	177.6	40.3

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. This discovery is not expected to produce commercial volumes of condensate.

The contingent resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the discovery, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells. We have not investigated possible environmental liability related to the discovery; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report.

The resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources assessment for the Dolphin Discovery, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. A table summarizing certain parameters used in our volumetric analysis is included following the definitions. These resources are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 9, 2013, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy, Inc., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. The contractual rights to the discovery have not been examined by NSAI, nor has the actual degree or type of interest owned been independently confirmed. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in this discovery 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 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. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is

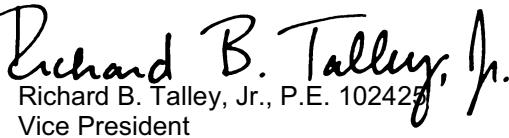
a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

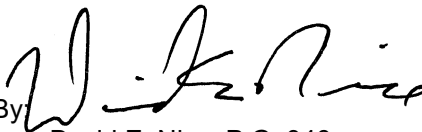
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President

Date Signed: March 13, 2013

RBT:DEG

By: 

David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: March 13, 2013

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

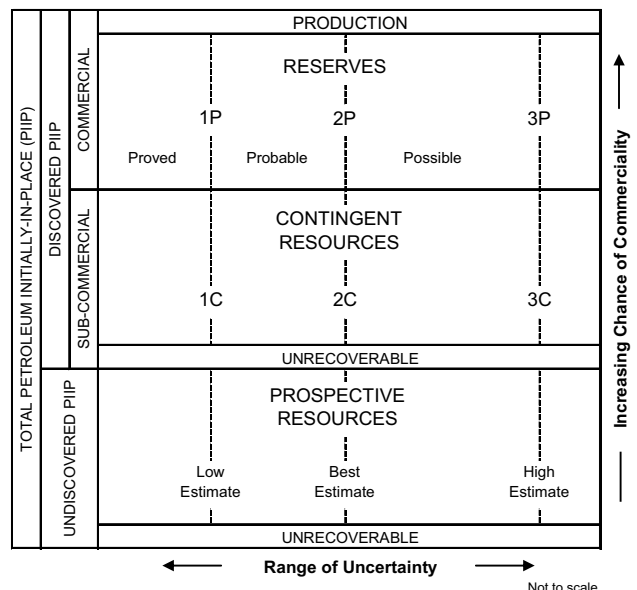


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

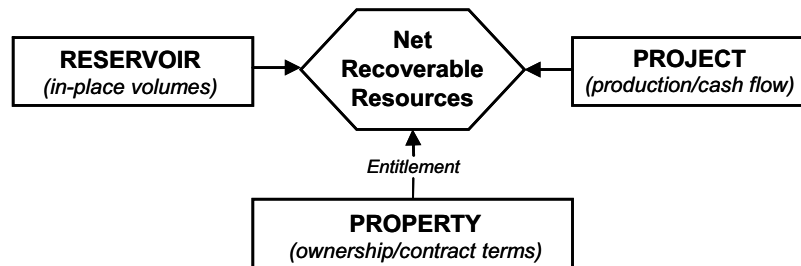


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
DOLPHIN DISCOVERY, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Gross Rock Volume (Acre-feet) Lognormal Distribution		Area (Acres) Lognormal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		Net-to-Gross Ratio (Decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
29,717	147,928	741	2,795	40	53	0.84	0.94
Porosity (Decimal) Normal Distribution		Gas Saturation (Decimal) Normal Distribution		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾ Normal Distribution		Gas Recovery Factor (Decimal) Normal Distribution	
Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
0.19	0.23	0.74	0.80	357	373	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ז'

דוח משאבים מותנים ומנובאים

מאגר תנין

March 16, 2015

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzeliya 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective resources, as of December 31, 2014, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in a discovery and prospects located in the Tanin Complex, Alon A License, offshore Israel. Resources in the Tanin Complex that extend into the Alon B and Alon E Licenses 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. Gross volumes shown in this report are 100 percent of the volumes expected to be produced from the properties.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in preparation of this report are appropriate for such purpose.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are subclassified as development pending and are contingent upon project sanctioning and demonstration of the commercial viability of the project. 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. The contingent resources estimated in this report are based on the current development plan of Noble Energy, Inc. (Noble), the operator of the properties; it is our understanding that this plan includes drilling additional wells. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources.

We estimate the unrisks gross contingent resources in the Tanin Complex Discovery in the Alon A License, as of December 31, 2014, to be:

Reservoir	Unrisks Gross 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	412.4	0.8	709.2	1.4	1,037.5	2.1
B Sand	46.7	0.1	81.3	0.2	123.1	0.2

We estimate the unrisks contingent resources to the Delek Drilling working interest in the Tanin Complex Discovery in the Alon A License, as of December 31, 2014, to be:

Reservoir	Unrisks 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	109.2	0.2	187.7	0.4	274.6	0.5
B Sand	12.4	0.0	21.5	0.0	32.6	0.1

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 probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

PROSPECTIVE RESOURCES

We have estimated the unrisks prospective resources for the following Tanin Complex prospects in the Alon A License: Fault Block 1, Fault Block 2, Fault Block 3, and Fault Block 4. Prospective resources shown in this report do not include resources from the Alon B or Alon E Licenses. Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources.

Totals of unrisked prospective resources beyond the prospect and lead levels are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospect and lead, meaningful totals beyond these levels can be defined only by summing risked prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisked gross prospective resources in these prospects, as of December 31, 2014, to be:

		Alon A - Unrisked Gross Prospective Resources					
Prospect	Prospective Reservoir	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
		Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Fault Block 1	A Sand	151.4	0.3	200.0	0.4	262.1	0.5
	B Sand	47.5	0.1	65.8	0.1	89.7	0.2
Fault Block 2	A Sand	47.9	0.1	63.8	0.1	82.9	0.2
	B Sand	0.8	0.0	3.0	0.0	6.0	0.0
Fault Block 3	A Sand	56.0	0.1	81.0	0.2	111.5	0.2
	B Sand	0.4	0.0	1.5	0.0	3.0	0.0
Fault Block 4	A Sand	15.7	0.0	25.7	0.1	39.6	0.1
	B Sand	1.0	0.0	5.0	0.0	12.5	0.0

We estimate the unrisked prospective resources to the Delek Drilling working interest in these prospects, as of December 31, 2014, to be:

		Alon A - Unrisked Working Interest Prospective Resources					
Prospect	Prospective Reservoir	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
		Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Fault Block 1	A Sand	40.1	0.1	52.9	0.1	69.4	0.1
	B Sand	12.6	0.0	17.4	0.0	23.7	0.0
Fault Block 2	A Sand	12.7	0.0	16.9	0.0	22.0	0.0
	B Sand	0.2	0.0	0.8	0.0	1.6	0.0
Fault Block 3	A Sand	14.8	0.0	21.4	0.0	29.5	0.1
	B Sand	0.1	0.0	0.4	0.0	0.8	0.0
Fault Block 4	A Sand	4.2	0.0	6.8	0.0	10.5	0.0
	B Sand	0.3	0.0	1.3	0.0	3.3	0.0

The percentage of estimated unrisked prospective resources by license is shown in Table I.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the

probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risks for the Fault Block 1 Prospect are trap integrity and reservoir quality. The primary geologic risk for all other prospects is reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of geologic success by prospect for each prospective reservoir are shown in the following table:

Prospect	Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
		Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/Migration	
Fault Block 1	A Sand	90	90	100	100	81
	B Sand	85	90	100	100	77
Fault Block 2	A Sand	90	80	100	100	72
	B Sand	85	80	100	100	68
Fault Block 3	A Sand	90	80	100	100	72
	B Sand	85	80	100	100	68
Fault Block 4	A Sand	90	75	100	100	68
	B Sand	85	75	100	100	64

Each prospective reservoir was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospective reservoir drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospective reservoirs may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

The Tanin Complex is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2009 by Petroleum Geo-Services and final processing was completed in 2011. All seismic interpretation was performed on the prestack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospects.

GENERAL INFORMATION

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the well. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such resources estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The contingent resources and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs from offset discoveries, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources assessment for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent resources and prospective resources in this report have been estimated using 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 performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables II and III. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 15, 2015, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble, Delek Drilling, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons 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. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years prior industry experience.

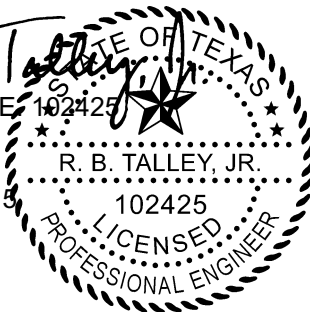
Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

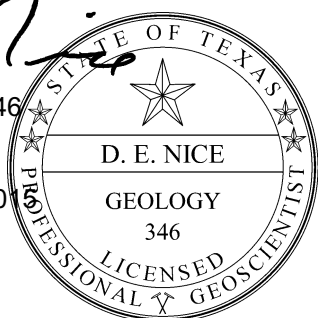
By:

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: *Richard B. Talley, Jr.*
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President
Date Signed: March 16, 2013
RBT:DEC

A circular seal for the State of Texas. The outer ring contains the text "STATE OF TEXAS" at the top and "PROFESSIONAL ENGINEER" at the bottom, separated by stars. The inner circle contains a five-pointed star at the top, followed by "R. B. TALLEY, JR." and "102425" in the center.

By: *David E. Nice*
David E. Nice, P.G. 346
Vice President
Date Signed: March 16, 2013

A circular seal for the State of Texas. The outer ring contains the text "STATE OF TEXAS" at the top and "PROFESSIONAL GEOSCIENTIST" at the bottom, separated by stars. The inner circle contains a five-pointed star at the top, followed by "D. E. NICE" and "346" in the center, with "GEOLOGY" and "LICENSED" also visible.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

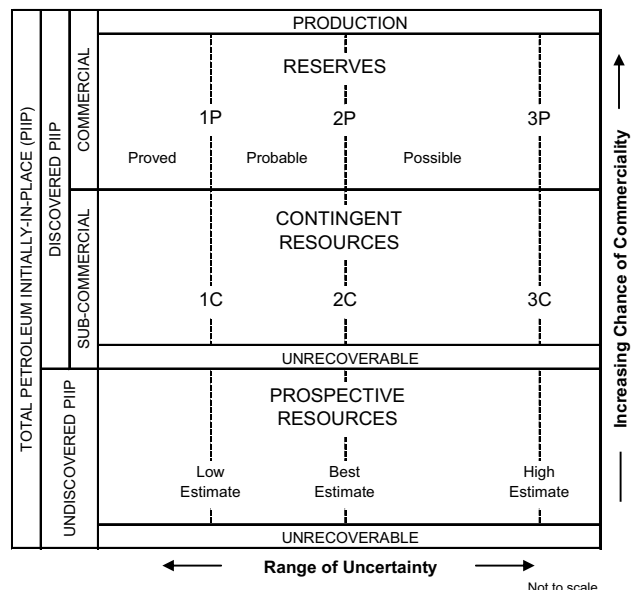


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

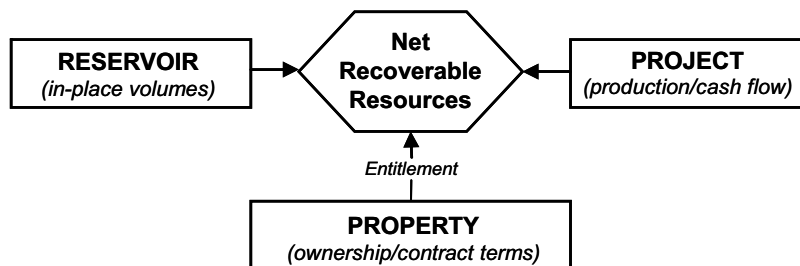


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

PERCENTAGE OF UNRISKED GROSS (100 PERCENT) PROSPECTIVE RESOURCES BY LICENSE
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TANIN COMPLEX, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Prospect	Prospective Reservoir	Alon A			Alon B			Alon E		
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Fault Block 1	A Sand	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B Sand	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fault Block 2	A Sand	58.0	56.5	55.0	42.0	43.5	45.0	0.0	0.0	0.0
	B Sand	58.0	60.0	62.0	42.0	40.0	38.0	0.0	0.0	0.0
Fault Block 3	A Sand	69.0	68.5	68.0	31.0	31.5	32.0	0.0	0.0	0.0
	B Sand	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fault Block 4	A Sand	14.0	16.5	19.0	85.0	82.0	79.0	1.0	1.5	2.0
	B Sand	2.0	5.5	9.0	98.0	94.5	91.0	0.0	0.0	0.0

Note: Prospective resources shown in this report do not include resources from the Alon B or Alon E Licenses.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TANIN COMPLEX, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)		Area (Acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		Net-to-Gross Ratio (Decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution				Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
A Sand	368,744	864,768	7,653	15,015	48	58	0.70	0.90
B Sand	47,015	113,585	980	2,330	48	49	0.60	0.80

Reservoir	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
A Sand	0.18	0.22	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
B Sand	0.18	0.22	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset discoveries, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
TANIN COMPLEX, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Prospect	Prospective Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet) Normal Distribution		Area (Acres) Normal Distribution		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		Net-to-Gross Ratio (Decimal) Normal Distribution	
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Fault Block 1	A Sand	135,916	189,578	2,263	3,176	60	60	0.70	0.90
	B Sand	48,056	74,721	725	1,170	66	64 ⁽²⁾	0.60	0.80
Fault Block 2	A Sand	72,519	111,543	1,173	1,768	62	63	0.70	0.90
	B Sand	100	8,565	11	272	9	31	0.60	0.80
Fault Block 3	A Sand	71,400	122,056	1,365	2,244	52	54	0.70	0.90
	B Sand	100	2,595	9	106	11	24	0.60	0.80
Fault Block 4	A Sand	98,292	154,552	1,528	2,536	64	61 ⁽²⁾	0.70	0.90
	B Sand	49,040	120,426	765	1,563	64	77	0.60	0.80

Prospect	Prospective Reservoir	Porosity (Decimal) Normal Distribution		Gas Saturation (Decimal) Normal Distribution		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾ Uniform Distribution		Gas Recovery Factor (Decimal) Normal Distribution	
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Fault Block 1	A Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
	B Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
Fault Block 2	A Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
	B Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
Fault Block 3	A Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
	B Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
Fault Block 4	A Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70
	B Sand	0.18	0.24	0.65	0.75	375	375	0.60	0.70

Notes: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs from offset discoveries, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

Inputs include volumes for the Alon A, Alon B, and Alon E Licenses.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of Fault Block 1 and Fault Block 4 result in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ח'

דוח משאבים מותנים ומנובאים

**מאגר כריש
(רישיון 366/אלון C)**

July 12, 2013

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzeliya 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective resources, as of June 30, 2013, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in the Karish Discovery and prospects located in the Alon C License, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a direct interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are subclassified as development pending and are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and a reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being commercial.

We estimate the unrisksed gross (100 percent) contingent gas resources and unrisksed working interest contingent gas resources to the Delek Drilling interest in the Karish Discovery, as of June 30, 2013, to be:

Reservoir	Unrisksed Contingent Gas Resources (BCF)					
	Gross (100 Percent)			Working Interest		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
A Sand	4.5	15.6	30.9	1.2	4.1	8.2
B Sand	5.9	14.2	26.2	1.6	3.7	6.9
B/C Sand	34.2	66.3	102.0	9.0	17.6	27.0
C Sand	1,011.3	1,185.7	1,377.9	267.7	313.9	364.7

We estimate the unrisked gross (100 percent) contingent condensate resources and unrisked working interest contingent condensate resources to the Delek Drilling interest in the Karish Discovery, as of June 30, 2013, to be:

Reservoir	Unrisked Contingent Condensate Resources (MMBBL)					
	Gross (100 Percent)			Working Interest		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
C Sand	10.8	12.7	14.7	2.9	3.4	3.9

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 probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

PROSPECTIVE RESOURCES

Prospective resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisked best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being commercial.

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective gas resources and unrisked working interest prospective gas resources to the Delek Drilling interest in the Karish prospects, as of June 30, 2013, to be:

Prospect	Reservoir	Unrisked Prospective Gas Resources (BCF)					
		Gross (100 Percent)			Working Interest		
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
North 1	C Sand	38.8	49.8	62.7	10.3	13.2	16.6
North 2	C Sand	211.3	272.2	342.1	55.9	72.1	90.6
North 2	D Sand	36.8	47.5	60.1	9.7	12.6	15.9
Karish	D Sand	79.9	124.9	178.2	21.2	33.1	47.2

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective condensate resources and unrisked working interest prospective condensate resources to the Delek Drilling interest in the Karish prospects, as of June 30, 2013, to be:

Prospect	Reservoir	Unrisked Prospective Condensate Resources (MMBBL)					
		Gross (100 Percent)			Working Interest		
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
North 1	C Sand	0.4	0.5	0.7	0.1	0.1	0.2
North 2	C Sand	2.3	2.9	3.7	0.6	0.8	1.0

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 oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for these prospects is trap integrity. The geologic risk elements and overall probability of geologic success by prospect for each reservoir are shown in the following table:

Prospect	Reservoir	Geologic Risk Elements (Percent)				Probability of Geologic Success (Percent)
		Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/Migration	
North 1	C Sand	80	90	100	100	72
North 2	C Sand	80	90	100	100	72
North 2	D Sand	80	90	100	95	68
Karish	D Sand	80	95	100	95	72

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 Karish prospects are covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2010 by Petroleum Geo-Services and final processing was completed in 2013. 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 properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the discovery well. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimates in this report or the commerciality of such resources estimates.

The contingent resources and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all of the necessary data to prepare the resources estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent and prospective resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II immediately following the definitions. The contingent and prospective resources shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on May 24, 2013, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy, Inc., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. The contractual rights to the properties have not been examined by NSAI, nor has the actual degree or type of interest owned been independently confirmed. 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 responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

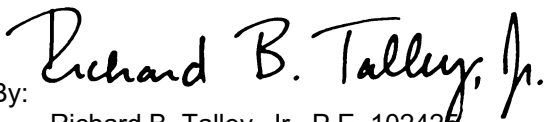
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years 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
Vice President

By: 

David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: July 12, 2013

Date Signed: July 12, 2013

RBT:MGH

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

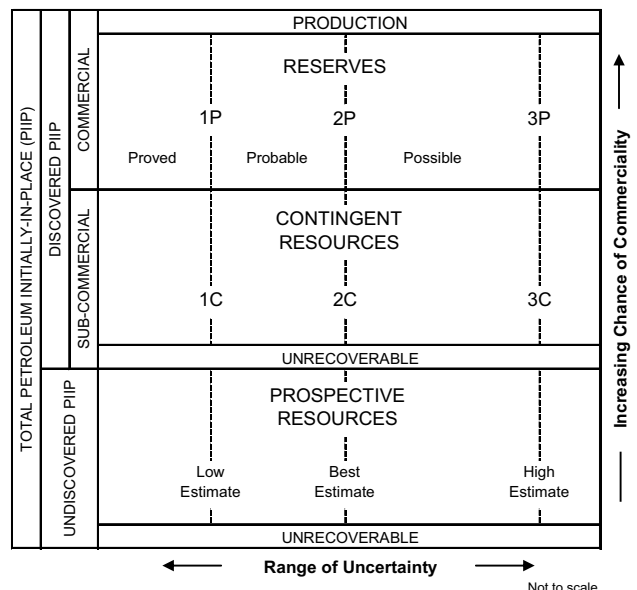


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

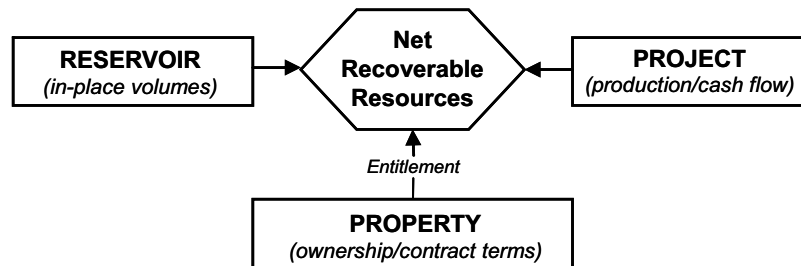


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
KARISH DISCOVERY, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2013

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		
	Normal Distribution			Normal Distribution					
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	23,344	236,761	450,177	340	3,281	6,222	69	72	72
B Sand	118,602	219,962	321,322	2,077	4,042	6,006	57	54 ⁽²⁾	54
B/C Sand	17,324	34,513	51,702	1,293	2,700	4,106	13	13	13
C Sand	909,692	1,010,769	1,111,846	2,991	3,323	3,655	304	304	304

Reservoir	Net-to-Gross Ratio (Decimal)		Porosity (Decimal)		Gas Saturation (Decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾		Gas Recovery Factor (Decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Uniform Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
A Sand	0.06	0.11	0.21	0.23	0.45	0.55	364	364	0.40	0.50
B Sand	0.03	0.08	0.22	0.24	0.51	0.61	363	363	0.60	0.70
B/C Sand	0.90	1.00	0.23	0.25	0.81	0.90	363	363	0.60	0.70
C Sand	0.67	0.72	0.21	0.23	0.71	0.81	357	357	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP
KARISH PROSPECTS, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2013

Prospect/ Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (Feet)		
	Normal Distribution			Normal Distribution			Normal Distribution		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
North 1 - C Sand	34,766	41,285	47,804	243	304	365	143	136 ⁽²⁾	131 ⁽²⁾
North 2 - C Sand	190,286	225,965	261,643	685	856	1,027	278	264 ⁽²⁾	255 ⁽²⁾
North 2 - D Sand	34,122	40,520	46,918	246	292	338	139	139	139
Karish - D Sand	71,309	107,996	144,683	430	538	646	166	201	224

Prospect/ Reservoir	Net-to-Gross Ratio (Decimal)		Porosity (Decimal)		Gas Saturation (Decimal)		Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾		Gas Recovery Factor (Decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Uniform Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
North 1 - C Sand	0.62	0.82	0.21	0.23	0.71	0.81	357	357	0.60	0.70
North 2 - C Sand	0.62	0.82	0.21	0.23	0.71	0.81	357	357	0.60	0.70
North 2 - D Sand	0.59	0.79	0.21	0.23	0.71	0.81	361	361	0.60	0.70
Karish - D Sand	0.59	0.79	0.21	0.23	0.71	0.81	361	361	0.60	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the C Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case and in the high estimate case relative to the best estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

נספח ט'

דוח משאבים מותנים ומנובאים

בלוק 12 בקפריסין

November 17, 2014

Delek Drilling Limited Partnership
12 Aba Even Boulevard
Herzlia 46725
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisksed contingent and prospective resources, as of September 30, 2014, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest for the discovery and prospective reservoirs located in the Cyprus A Area, Cypriot Block 12, offshore Cyprus. Resources that extend beyond Block 12 are not 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 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion, the assumptions, data, methods, and procedures used in preparation of this report are appropriate for such purpose. Gross volumes shown in this report are 100 percent of the volumes expected to be produced from the properties.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon project sanctioning that includes an approved development plan and reasonable expectation for gas sales. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. This report does not include economic analysis for these properties. Based on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources.

We estimate the unrisksed gross contingent resources for the Cyprus A Discovery by reservoir, as of September 30, 2014, to be:

Reservoir	Unrisksed Gross Contingent Resources					
	Low Estimate (1C)		Best Estimate (2C)		High Estimate (3C)	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	14.9	0.0	79.6	0.2	96.5	0.2
C Sand	1,558.4	2.6	2,112.4	4.2	2,737.2	6.0
D1U Sand	77.7	0.1	588.4	1.2	856.0	1.9
D1L Sand	109.7	0.2	437.3	0.9	541.6	1.2
D2 Sand	125.2	0.2	309.5	0.6	448.2	1.0

We estimate the unrisked contingent resources to the Delek Drilling working interest for the Cyprus A Discovery by reservoir, as of September 30, 2014, 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	2.2	0.0	11.9	0.0	14.5	0.0
C Sand	233.8	0.4	316.9	0.6	410.6	0.9
D1U Sand	11.7	0.0	88.3	0.2	128.4	0.3
D1L Sand	16.5	0.0	65.6	0.1	81.2	0.2
D2 Sand	18.8	0.0	46.4	0.1	67.2	0.1

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 which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospective reservoirs, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisked best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources.

Totals of unrisked prospective resources beyond the prospective reservoir 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 prospective reservoir, meaningful totals beyond this level can be defined only by summing risked prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisked gross prospective resources for the Cyprus A Area, in the Central and Southwest Fault Blocks, by prospective reservoir, as of September 30, 2014, to be:

Prospective Reservoir	Unrisked Gross Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	6.2	0.0	12.5	0.0	15.1	0.0
C Sand	34.8	0.1	47.2	0.1	61.2	0.1
D1U Sand	119.9	0.2	424.8	0.8	586.0	1.3
D1L Sand	158.6	0.3	365.7	0.7	504.3	1.1
D2 Sand	56.6	0.1	168.3	0.3	1,719.9	3.8

We estimate the unrisks prospective resources to the Delek Drilling working interest for the Cyprus A Area, in the Central and Southwest fault blocks, by prospective reservoir, as of September 30, 2014, to be:

Prospective Reservoir	Unrisks Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate		Best Estimate		High Estimate	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
A Sand	0.9	0.0	1.9	0.0	2.3	0.0
C Sand	5.2	0.0	7.1	0.0	9.2	0.0
D1U Sand	18.0	0.0	63.7	0.1	87.9	0.2
D1L Sand	23.8	0.0	54.9	0.1	75.6	0.2
D2 Sand	8.5	0.0	25.2	0.1	258.0	0.6

The prospective resources shown in this report have been estimated using deterministic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the approximate probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks 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.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable gas and condensate volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially moveable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk for these prospective reservoirs is reservoir quality. The geologic risk elements and overall probability of geologic success by fault block for each prospective reservoir are shown in the following table:

Fault Block/ Prospective Reservoir	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/ Migration	
Central					
D1 U Sand	100	95	100	100	95
D1 L Sand	100	95	100	100	95
D2 Sand	100	95	100	100	95
Southwest					
A Sand	100	70	100	100	70
C Sand	100	95	100	100	95
D1 U Sand	100	90	100	100	90
D1 L Sand	100	80	100	100	80
D2 Sand	100	95	100	100	95

Each prospective reservoir in each fault block was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospective reservoir drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospective reservoirs may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

The Cyprus A Prospect is covered by 3-D seismic. The seismic data were acquired in 2009 by Petroleum Geo-Services and final processing was completed in 2010. Interpretation was performed on prestack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospective reservoirs.

GENERAL INFORMATION

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources quantities estimated in this report or the commerciality of such resources estimates.

The contingent resources and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance.

For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the resources estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The contingent resources and prospective resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Tables I and II immediately following the definitions. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on September 30, 2014, by Mr. Gideon Tadmor, Chairman of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy, Inc., the operator of the properties; Delek Drilling; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources

definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

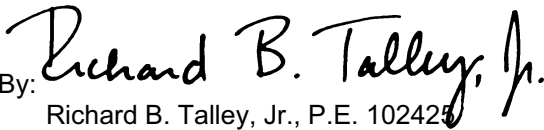
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. David E. Nice. Mr. Talley and Mr. Nice are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years prior industry experience. Mr. Nice is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 346). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 1998 and has over 13 years 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
Vice President

By: 

David E. Nice, P.G. 346
Vice President

Date Signed: November 17, 2014

Date Signed: November 17, 2014

RBT:MGH

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

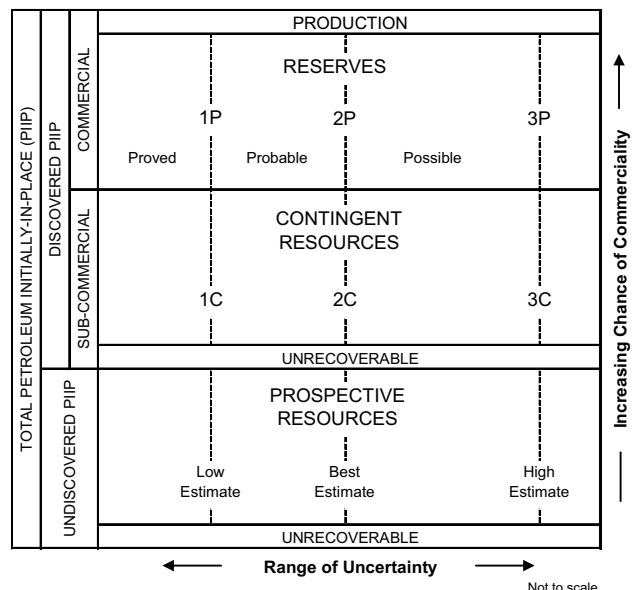


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

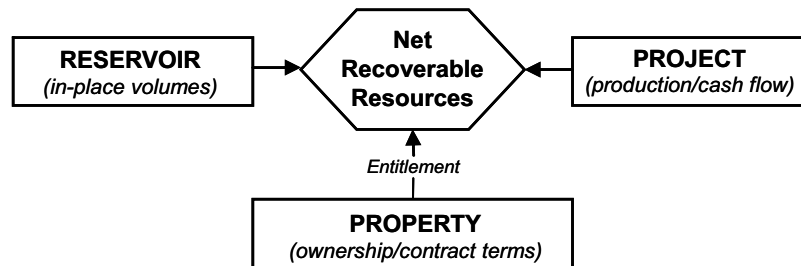


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) 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	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical and commercial interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing, faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
CYPRUS A DISCOVERY, OFFSHORE CYPRUS
AS OF SEPTEMBER 30, 2014

Fault Block/ Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
1A												
A Sand	8,780	176,859	176,859	436	8,509	8,509	20	21	21	0.13	0.19	0.23
C Sand	1,358,627	1,358,627	1,358,627	5,517	5,517	5,517	246	246	246	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	97,224	604,050	604,050	1,525	6,074	6,074	64	99	99	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	209,976	720,337	720,337	2,115	4,950	4,950	99	146	146	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	372,821	458,629	458,629	2,705	2,990	2,990	138	153	153	0.28	0.37	0.52
2A												
C Sand	236,754	236,754	236,754	2,166	2,166	2,166	109	109	109	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	83,549	83,549	267,519	1,420	1,420	3,902	59	59	69	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	275,552	275,552	275,552	2,518	2,518	2,518	109	109	109	0.17	0.26	0.31
Central												
A Sand	114,094	146,861	146,861	5,531	8,293	8,293	21	18 ⁽²⁾	18	0.13	0.19	0.23
C Sand	1,372,345	1,372,345	1,372,345	5,912	5,912	5,912	232	232	232	0.37	0.41	0.53

Fault Block/ Reservoir	Porosity (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate ⁽⁴⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
1A												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70
2A												
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
Central												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case.

⁽³⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

⁽⁴⁾ The high estimate gas saturation is lower than the best estimate due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
CYPRUS A AREA, OFFSHORE CYPRUS
AS OF SEPTEMBER 30, 2014

Fault Block/ Prospective Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Central												
D1U Sand	278,606	415,292	515,602	3,503	4,721	5,872	80	88	88	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	682,605	790,073	860,233	4,846	5,530	5,948	141	143	145	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	168,518	249,302	1,631,647	2,498	2,901	6,138	67	86	266	0.28	0.37	0.52
Southwest												
A Sand	50,690	50,690	50,690	2,424	2,424	2,424	21	21	21	0.13	0.19	0.23
C Sand	66,322	66,322	66,322	623	623	623	106	106	106	0.37	0.41	0.53
D1U Sand	500	81,128	81,128	31	964	964	16	84	84	0.37	0.51	0.57
D1L Sand	19,407	42,653	67,014	280	474	685	69	90	98	0.17	0.26	0.31
D2 Sand	117	117	128,163	15	15	990	8	8	129	0.28	0.37	0.52
Fault Block/ Prospective Reservoir	Porosity (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate ⁽³⁾	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
Central												
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70
Southwest												
A Sand	0.16	0.19	0.19	0.58	0.63	0.58	375	375	375	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.20	0.21	0.21	0.73	0.76	0.72	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1U Sand	0.19	0.22	0.22	0.62	0.71	0.68	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D1L Sand	0.20	0.23	0.23	0.67	0.69	0.66	378	378	378	0.60	0.65	0.70
D2 Sand	0.20	0.23	0.23	0.63	0.75	0.73	379	379	379	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, and property ownership interests.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

⁽³⁾ The high estimate gas saturation is lower than the best estimate due to the use of more optimistic petrophysical cut-off parameters.

נספח י'

Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

Appendix A: Glossary of Terms Used in Resources Evaluations

Originally published in January 2005, the SPE/WPC/AAPG Glossary has herein been revised to align with the 2007 SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System document. The glossary provides high-level definitions of terms use in resource evaluations. Where appropriate, sections and/or chapters within the 2007 and/or 2001 documents are referenced to best show the use of selected terms in context.

TERM	Reference	DEFINITION
1C	2007 - 2.2.2	Denotes low estimate scenario of Contingent Resources.
2C	2007 - 2.2.2	Denotes best estimate scenario of Contingent Resources.
3C	2007 - 2.2.2	Denotes high estimate scenario of Contingent Resources.
1P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to Proved Reserves; denotes low estimate scenario of Reserves.
2P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable Reserves; denotes best estimate scenario of Reserves.
3P	2007 - 2.2.2	Taken to be equivalent to the sum of Proved plus Probable plus Possible Reserves; denotes high estimate scenario of reserves.
Accumulation	2001 - 2.3	An individual body of naturally occurring petroleum in a reservoir.
Aggregation	2007 - 3.5.1 2001 - 6	The process of summing reservoir (or project) level estimates of resource quantities to higher levels or combinations such as field, country or company totals. Arithmetic summation of incremental categories may yield different results from probabilistic aggregation of distributions.
Approved for Development	2007 - Table I	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is underway.
Analogous Reservoir	2007 - 3.4.1	Analogous reservoirs, as used in resources assessments, have similar rock and fluid properties, reservoir conditions (depth, temperature and pressure) and drive mechanisms, but are typically at a more advanced stage of development than the reservoir of interest and thus may provide concepts to assist in the interpretation of more limited data and estimation of recovery.
Assessment	2007 - 1.2	See Evaluation.
Associated Gas		Associated Gas is a natural gas found in contact with or dissolved in crude oil in the reservoir. It can be further categorized as Gas-Cap Gas or Solution Gas.
Barrels of Oil Equivalent (BOE)	2001 - 3.7	See Crude Oil Equivalent.
Basin-Centered Gas	2007 - 2.4	An unconventional natural gas accumulation that is regionally pervasive and characterized by low permeability, abnormal pressure, gas saturated reservoirs and lack of a down-dip water leg.

Behind-Pipe Reserves	2007 - 2.1.3.1	Behind-pipe reserves are expected to be recovered from zones in existing wells, which will require additional completion work or future re-completion prior to the start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.
Best Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be the best estimate of the quantity that will actually be recovered from the accumulation by the project. It is the most realistic assessment of recoverable quantities if only a single result were reported. If probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
Bitumen	2007 - 2.4	See Natural Bitumen.
Buy Back Agreement		An agreement between a host government and a contractor under which the host pays the contractor an agreed price for all volumes of hydrocarbons produced by the contractor. Pricing mechanisms typically provide the contractor with an opportunity to recover investment at an agreed level of profit.
Carried Interest	2001 - 9.6.7	A carried interest is an agreement under which one party (the carrying party) agrees to pay for a portion or all of the pre-production costs of another party (the carried party) on a license in which both own a portion of the working interest.
Chance	2007 - 1.1	Chance is 1- Risk. (See Risk)
Coalbed Methane (CBM)	2007 - 2.4	Natural gas contained in coal deposits, whether or not stored in gaseous phase. Coalbed gas, although usually mostly methane, may be produced with variable amounts of inert or even non-inert gases. (Also termed Coal Seam Gas, CSG, or Natural Gas from Coal, NGC)
Commercial	2007 - 2.1.2 and Table 1	When a project is commercial, this implies that the essential social, environmental and economic conditions are met, including political, legal, regulatory and contractual conditions. In addition, a project is commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.
Committed Project	2007 - 2.1.2 and Table 1	Projects are committed only when it can be demonstrated that there is a firm intention to develop them and bring them to production. Intention may be demonstrated with funding/financial plans and declaration of commerciality based on realistic expectations of regulatory approvals and reasonable satisfaction of other conditions that would otherwise prevent the project from being developed and brought to production.

Completion		Completion of a well. The process by which a well is brought to its final classification—basically dry hole, producer, injector, or monitor well. A dry hole is normally plugged and abandoned. A well deemed to be producible of petroleum, or used as an injector, is completed by establishing a connection between the reservoir(s) and the surface so that fluids can be produced from, or injected into, the reservoir. Various methods are utilized to establish this connection, but they commonly involve the installation of some combination of borehole equipment, casing and tubing, and surface injection or production facilities.
Completion Interval		The specific reservoir interval(s) that is (are) open to the borehole and connected to the surface facilities for production or injection, or reservoir intervals open to the wellbore and each other for injection purposes.
Concession	2001 - 9.6.1	A grant of access for a defined area and time period that transfers certain entitlements to produced hydrocarbons from the host country to an enterprise. The enterprise is generally responsible for exploration, development, production, and sale of hydrocarbons that may be discovered. Typically granted under a legislated fiscal system where the host country collects taxes, fees, and sometimes royalty on profits earned.
Condensate	2001 - 3.2	Condensates are a mixture of hydrocarbons (mainly pentanes and heavier) that exist in the gaseous phase at original temperature and pressure of the reservoir, but when produced, are in the liquid phase at surface pressure and temperature conditions. Condensate differs from natural gas liquids (NGL) on two respects: (1) NGL is extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities; and (2) NGL includes very light hydrocarbons (ethane, propane, butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensate.
Conditions	2007 - 3.1	The economic, marketing, legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated (also termed Contingencies).
Constant Case	2007 - 3.1.1	Modifier applied to project resources estimates and associated cash flows when such estimates are based on those conditions (including costs and product prices) that are fixed at a defined point in time (or period average) and are applied unchanged throughout the project life, other than those permitted contractually. In other words, no inflation or deflation adjustments are made to costs or revenues over the evaluation period.
Contingency	2007 - 3.1 and Table 1	See Conditions.
Contingent Project	2007 - 2.1.2	Development and production of recoverable quantities has not been committed due to conditions that may or may not be fulfilled.
Contingent Resources	2007 - 1.1 and Table 1	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies. Contingent Resources are a class of discovered recoverable resources.
Continuous-Type Deposit	2007 - 2.4 2001 - 2.3	A petroleum accumulation that is pervasive throughout a large area and which is not significantly affected by hydrodynamic influences. Such accumulations are included in Unconventional Resources. Examples of such deposits include “basin-centered” gas, shale gas, gas hydrates, natural bitumen and oil shale accumulations.

Conventional Crude Oil	2007 - 2.4	Crude oil flowing naturally or capable of being pumped without further processing or dilution (see Crude Oil).
Conventional Gas	2007 - 2.4	Conventional Gas is a natural gas occurring in a normal porous and permeable reservoir rock, either in the gaseous phase or dissolved in crude oil, and which technically can be produced by normal production practices.
Conventional Resources	2007 - 2.4	Conventional resources exist in discrete petroleum accumulations related to localized geological structural features and/or stratigraphic conditions, typically with each accumulation bounded by a downdip contact with an aquifer, and which is significantly affected by hydrodynamic influences such as buoyancy of petroleum in water.
Conveyance	2001 - 9.6.9	Certain transactions that are in substance borrowings repayable in cash or its equivalent and shall be accounted for as borrowings and may not qualify for the recognition and reporting of oil and gas reserves.
Cost Recovery	2001 - 9.6.2, 9.7.2	Under a typical production-sharing agreement, the contractor is responsible for the field development and all exploration and development expenses. In return, the contractor recovers costs (investments and operating expenses) out of the gross production stream. The contractor normally receives payment in oil production and is exposed to both technical and market risks.
Crude Oil	2001 - 3.1	Crude oil is the portion of petroleum that exists in the liquid phase in natural underground reservoirs and remains liquid at atmospheric conditions of pressure and temperature. Crude oil may include small amounts of non-hydrocarbons produced with the liquids but does not include liquids obtained from the processing of natural gas.
Crude Oil Equivalent	2001 - 3.7	Converting gas volumes to the oil equivalent is customarily done on the basis of the nominal heating content or calorific value of the fuel. There are a number of methodologies in common use. Before aggregating, the gas volumes first must be converted to the same temperature and pressure. Common industry gas conversion factors usually range between 1 barrel of oil equivalent (BOE) = 5,600 standard cubic feet (scf) of gas to 1 BOE = 6,000 scf. (Many operators use 1 BOE = 5,620 scf derived from the metric unit equivalent 1 m ³ crude oil = 1,000 m ³ natural gas). (Also termed Barrels of Oil Equivalent.)
Cumulative Production	2007 - 1.1	The sum of production of oil and gas to date (see also Production).
Current Economic Conditions	2007 - 3.1.1	Establishment of current economic conditions should include relevant historical petroleum prices and associated costs and may involve a defined averaging period. The SPE guidelines recommend that a 1-year historical average of costs and prices should be used as the default basis of “constant case” resources estimates and associated project cash flows.
Cushion Gas Volume		With respect to underground natural gas storage, Cushion Gas Volume (CGV) is the gas volume required in a storage field for reservoir management purposes and to maintain adequate minimum storage pressure for meeting working gas volume delivery with the required withdrawal profile. In caverns, the cushion gas volume is also required for stability reasons. The cushion gas volume may consist of recoverable and non-recoverable in-situ gas volumes and injected gas volumes.
Deposit	2007 - 2.4	Material laid down by a natural process. In resource evaluations, it identifies an accumulation of hydrocarbons in a reservoir (see Accumulation).

Deterministic Estimate	2007 - 3.5	The method of estimation of Reserves or Resources is called deterministic if a discrete estimate(s) is made based on known geoscience, engineering, and economic data.
Developed Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Reserves are expected to be recovered from existing wells including reserves behind pipe. Improved recovery reserves are considered “developed” only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate. Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves. Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are also those expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.
Development Not Viable	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project towards commercial production.
Development Pending	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project towards commercial production.
Development Plan	2007 - 1.2	The design specifications, timing and cost estimates of the development project including, but not limited to, well locations, completion techniques, drilling methods, processing facilities, transportation and marketing. (See also Project.)
Development Unclarified or On Hold	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Discovered	2007 - 2.1.1	A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons. In this context, “significant” implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. (See also Known Accumulations.)

Discovered Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Discovered Petroleum Initially-in-Place is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production. Discovered Petroleum Initially-in-Place may be subdivided into Commercial, Sub-Commercial, and Unrecoverable, with the estimated commercially recoverable portion being classified as Reserves and the estimated sub-commercial recoverable portion being classified as Contingent Resources.
Dry Gas	2001 - 3.2	Dry Gas is a natural gas remaining after hydrocarbon liquids have been removed prior to the reference point. The dry gas and removed hydrocarbon liquids are accounted for separately in resource assessments. It should be recognized that this is a resource assessment definition and not a phase behavior definition. (Also called Lean Gas.)
Dry Hole	2001 - 2.5	A well found to be incapable of producing either oil or gas in sufficient quantities to justify completion as an oil or gas well.
Economic	2007 - 3.1.2 2001 - 4.3	In relation to petroleum Reserves and Resources, economic refers to the situation where the income from an operation exceeds the expenses involved in, or attributable to, that operation.
Economic Interest	2001 - 9.4.1	An Economic Interest is possessed in every case in which an investor has acquired any Interest in mineral in place and secures, by any form of legal relationship, revenue derived from the extraction of the mineral to which he must look for a return of his capital.
Economic Limit	2007 - 3.1.2 2001 - 4.3	Economic limit is defined as the production rate beyond which the net operating cash flows (after royalties or share of production owing to others) from a project, which may be an individual well, lease, or entire field, are negative.
Entitlement	2007 - 3.3	That portion of future production (and thus resources) legally accruing to a lessee or contractor under the terms of the development and production contract with a lessor.
Entity	2007 - 3.0	Entity is a legal construct capable of bearing legal rights and obligations. In resources evaluations this typically refers to the lessee or contractor, which is some form of legal corporation (or consortium of corporations). In a broader sense, an entity can be an organization of any form and may include governments or their agencies.
Estimated Ultimate Recovery (EUR)	2007 - 1.1	Those quantities of petroleum which are estimated, on a given date, to be potentially recoverable from an accumulation, plus those quantities already produced therefrom.
Evaluation	2007 - 3.0	The geosciences, engineering, and associated studies, including economic analyses, conducted on a petroleum exploration, development, or producing project resulting in estimates of the quantities that can be recovered and sold and the associated cash flow under defined forward conditions. Projects are classified and estimates of derived quantities are categorized according to applicable guidelines. (Also termed Assessment.)

Evaluator	2007 - 1.2, 2.1.2	The person or group of persons responsible for performing an evaluation of a project. These may be employees of the entities that have an economic interest in the project or independent consultants contracted for reviews and audits. In all cases, the entity accepting the evaluation takes responsibility for the results, including Reserves and Resources and attributed value estimates.
Exploration		Prospecting for undiscovered petroleum.
Field	2001 - 2.3	An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all grouped on, or related to, the same individual geological structural feature and/or stratigraphic condition. There may be two or more reservoirs in a field that are separated vertically by intervening impermeable rock, laterally by local geologic barriers, or both. The term may be defined differently by individual regulatory authorities.
Flare Gas	2007 - 3.2.2 2001 - 3.1	Total volume of gas vented or burned as part of production and processing operations.
Flow Test	2007 - 2.1.1	An operation on a well designed to demonstrate the existence of moveable petroleum in a reservoir by establishing flow to the surface and/or to provide an indication of the potential productivity of that reservoir (such as a wireline formation test).
Fluid Contacts	2007 - 2.2.2	The surface or interface in a reservoir separating two regions characterized by predominant differences in fluid saturations. Because of capillary and other phenomena, fluid saturation change is not necessarily abrupt or complete, nor is the surface necessarily horizontal.
Forecast Case	2007 - 3.1.1	Modifier applied to project resources estimates and associated cash flow when such estimates are based on those conditions (including costs and product price schedules) forecast by the evaluator to reasonably exist throughout the life of the project. Inflation or deflation adjustments are made to costs and revenues over the evaluation period.
Forward Sales	2001 - 9.6.6	There are a variety of forms of transactions that involve the advance of funds to the owner of an interest in an oil and gas property in exchange for the right to receive the cash proceeds of production, or the production itself, arising from the future operation of the property. In such transactions, the owner almost invariably has a future performance obligation, the outcome of which is uncertain to some degree. Determination as to whether the transaction represents a sale or financing rests on the particular circumstances of each case.
Fuel Gas	2007 - 3.2.2	See Lease Fuel.
Gas Balance	2007 - 3.2.7 2001 - 3.10	In gas production operations involving multiple working interest owners, an imbalance in gas deliveries can occur. These imbalances must be monitored over time and eventually balanced in accordance with accepted accounting procedures.

Gas Cap Gas	2001 - 6.2.2	Gas Cap Gas is a free natural gas which overlies and is in contact with crude oil in the reservoir. It is a subset of Associated Gas.
Gas Hydrates	2007 - 2.4	Gas hydrates are naturally occurring crystalline substances composed of water and gas, in which a solid water lattice accommodates gas molecules in a cage-like structure, or clathrate. At conditions of standard temperature and pressure (STP), one volume of saturated methane hydrate will contain as much as 164 volumes of methane gas. Because of this large gas-storage capacity, gas hydrates are thought to represent an important future source of natural gas. Gas hydrates are included in unconventional resources, but the technology to support commercial production has yet to be developed.
Gas Inventory		With respect to underground natural gas storage, "gas inventory" is the sum of Working Gas Volume and Cushion Gas Volume.
Gas/Oil Ratio	2007 - 3.4.4	Gas to oil ratio in an oil field, calculated using measured natural gas and crude oil volumes at stated conditions. The gas/oil ratio may be the solution gas/oil, symbol R_s ; produced gas/oil ratio, symbol R_p ; or another suitably defined ratio of gas production to oil production.
Gas Plant Products		Gas Plant Products are natural gas liquids (or components) recovered from natural gas in gas processing plants and, in some situations, from field facilities. Gas Plant Products include ethane, propane, butanes, butanes/propane mixtures, natural gasoline and plant condensates, sulfur, carbon dioxide, nitrogen, and helium.
Gas-to-Liquids (GTL) Projects		Gas-to-Liquids projects use specialized processing (e.g., Fischer-Tropsch synthesis) to convert natural gas into liquid petroleum products. Typically, these projects are applied to large gas accumulations where lack of adequate infrastructure or local markets would make conventional natural gas development projects uneconomic.
Geostatistical Methods	2001 - 7.1	A variety of mathematical techniques and processes dealing with the collection, methods, analysis, interpretation, and presentation of masses of geoscience and engineering data to (mathematically) describe the variability and uncertainties within any reservoir unit or pool, specifically related here to resources estimates, including the definition of (all) well and reservoir parameters in 1, 2, and 3 dimensions and the resultant modeling and potential prediction of various aspects of performance.
High Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered from an accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.
Hydrocarbons	2007 - 1.1	Hydrocarbons are chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon.

Improved Recovery (IR)	2007 - 2.3.4	Improved Recovery is the extraction of additional petroleum, beyond Primary Recovery, from naturally occurring reservoirs by supplementing the natural forces in the reservoir. It includes waterflooding and gas injection for pressure maintenance, secondary processes, tertiary processes and any other means of supplementing natural reservoir recovery processes. Improved recovery also includes thermal and chemical processes to improve the in-situ mobility of viscous forms of petroleum. (Also called Enhanced Recovery.)
Injection	2001 - 3.5 2007 - 3.2.5	The forcing, pumping, or free flow under vacuum, of substances into a porous and permeable subsurface rock formation. Injected substances can include either gases or liquids.
Justified for Development	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting and that there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Kerogen		The naturally occurring, solid, insoluble organic material that occurs in source rocks and can yield oil upon heating. Kerogen is also defined as the fraction of large chemical aggregates in sedimentary organic matter that is insoluble in solvents (in contrast, the fraction that is soluble in organic solvents is called bitumen). (See also Oil Shales.)
Known Accumulation	2007 - 2.1.1 2001 - 2.2	An accumulation is an individual body of petroleum-in-place. The key requirement to consider an accumulation as “known,” and hence containing Reserves or Contingent Resources, is that it must have been discovered, that is, penetrated by a well that has established through testing, sampling, or logging the existence of a significant quantity of recoverable hydrocarbons.
Lead	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Lease Condensate		Lease Condensate is condensate recovered from produced natural gas in gas/liquid separators or field facilities.
Lease Fuel	2007 - 3.2.2	Oil and/or gas used for field and processing plant operations. For consistency, quantities consumed as lease fuel should be treated as shrinkage. However, regulatory guidelines may allow lease fuel to be included in Reserves estimates. Where claimed as Reserves, such fuel quantities should be reported separately from sales, and their value must be included as an operating expense.
Lease Plant		A general term referring to processing facilities that are dedicated to one or more development projects and the petroleum is processed without prior custody transfer from the owners of the extraction project (for gas projects, also termed “Local Gas Plant”).
Liquefied Natural Gas (LNG) Project		Liquefied Natural Gas projects use specialized cryogenic processing to convert natural gas into liquid form for tanker transport. LNG is about 1/614 the volume of natural gas at standard temperature and pressure.
Loan Agreement	2001 - 9.6.5	A loan agreement is typically used by a bank, other investor, or partner to finance all or part of an oil and gas project. Compensation for funds advanced is limited to a specified interest rate.

Low/Best/High Estimates	2007 - 2.2.1, 2.2.2	The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes at varying degrees of uncertainty (using the cumulative scenario approach) for an individual accumulation or a project.
Low Estimate	2007 - 2.2.2 2001 - 2.5	With respect to resource categorization, this is considered to be a conservative estimate of the quantity that will actually be recovered from the accumulation by a project. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
Lowest Known Hydrocarbons	2007 - 2.2.2.	The deepest occurrence of a producible hydrocarbon accumulation as interpreted from well log, flow test, pressure measurement, or core data.
Marginal Contingent Resources	2007 - 2.1.3.3	Known (discovered) accumulations for which a development project(s) has been evaluated as economic or reasonably expected to become economic but commitment is withheld because of one or more contingencies (e.g., lack of market and/or infrastructure).
Measurement	2007 - 3.0	The process of establishing quantity (volume or mass) and quality of petroleum products delivered to a reference point under conditions defined by delivery contract or regulatory authorities.
Mineral Interest	2001 - 9.3	Mineral Interests in properties including (1) a fee ownership or lease, concession, or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of that interest; (2) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non-operating interests in properties operated by others; and (3) those agreements with foreign governments or authorities under which a reporting entity participates in the operation of the related properties or otherwise serves as producer of the underlying reserves (as opposed to being an independent purchaser, broker, dealer, or importer).
Monte Carlo Simulation	2001 - 5 2007 - 3.5	A type of stochastic mathematical simulation that randomly and repeatedly samples input distributions (e.g., reservoir properties) to generate a resulting distribution (e.g., recoverable petroleum volumes).
Natural Bitumen	2007 - 2.4	Natural Bitumen is the portion of petroleum that exists in the semisolid or solid phase in natural deposits. In its natural state, it usually contains sulfur, metals, and other non-hydrocarbons. Natural Bitumen has a viscosity greater than 10,000 milliPascals per second (mPa.s) (or centipoises) measured at original temperature in the deposit and atmospheric pressure, on a gas free basis. In its natural viscous state, it is not normally recoverable at commercial rates through a well and requires the implementation of improved recovery methods such as steam injection. Natural Bitumen generally requires upgrading prior to normal refining. (Also called Crude Bitumen.)
Natural Gas	2007 - 3.2.3 2001 - 6.6, 9.4.4	Natural Gas is the portion of petroleum that exists either in the gaseous phase or is in solution in crude oil in natural underground reservoirs, and which is gaseous at atmospheric conditions of pressure and temperature. Natural Gas may include some amount of non-hydrocarbons.

Natural Gas Inventory		With respect to underground natural gas storage operations “inventory” is the total of working and cushion gas volumes.
Natural Gas Liquids	2007 - A13 2001 - 3.2, 9.4.4	Natural Gas Liquids (NGL) are a mixture of light hydrocarbons that exist in the gaseous phase and are recovered as liquids in gas processing plants. NGL differs from condensate in two principal respects: (1) NGL is extracted and recovered in gas plants rather than lease separators or other lease facilities, and (2) NGL includes very light hydrocarbons (ethane, propane, butanes) as well as the pentanes-plus that are the main constituents of condensates.
Natural Gas Liquids to Gas Ratio		Natural gas liquids to gas ratio in an oil or gas field, calculated using measured natural gas liquids and gas volumes at stated conditions.
Net-Back	2007 - 3.2.1	Linkage of input resource to the market price of the refined products.
Net Profits Interest	2001 - 9.4.4	An interest that receives a portion of the net proceeds from a well, typically after all costs have been paid.
Net Working Interest	2001 - 9.6.1	A company’s working interest reduced by royalties or share of production owing to others under applicable lease and fiscal terms. (Also called Net Revenue Interest.)
Non-Hydrocarbon Gas	2007 - 3.2.4 2001 - 3.3	Natural occurring associated gases such as nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and helium. If non-hydrocarbon gases are present, the reported volumes should reflect the condition of the gas at the point of sale. Correspondingly, the accounts will reflect the value of the gas product at the point of sale.
Non-Associated Gas		Non-Associated Gas is a natural gas found in a natural reservoir that does not contain crude oil.
Normal Production Practices		Production practices that involve flow of fluids through wells to surface facilities that involve only physical separation of fluids and, if necessary, solids. Wells can be stimulated, using techniques including, but not limited to, hydraulic fracturing, acidization, various other chemical treatments, and thermal methods, and they can be artificially lifted (e.g., with pumps or gas lift). Transportation methods can include mixing with diluents to enable flow, as well as conventional methods of compression or pumping. Practices that involve chemical reforming of molecules of the produced fluids are considered manufacturing processes.
Oil Sands		Sand deposits highly saturated with natural bitumen. Also called “Tar Sands.” Note that in deposits such as the western Canada “oil sands,” significant quantities of natural bitumen may be hosted in a range of lithologies including siltstones and carbonates.
Oil Shales	2007 - 2.4	Shale, siltstone and marl deposits highly saturated with kerogen. Whether extracted by mining or in situ processes, the material must be extensively processed to yield a marketable product (synthetic crude oil).
Offset Well Location		Potential drill location adjacent to an existing well. The offset distance may be governed by well spacing regulations. In the absence of well spacing regulations, technical analysis of drainage areas may be used to define the spacing. For Proved volumes to be assigned to an offset well location there must be conclusive, unambiguous technical data which supports the reasonable certainty of production of hydrocarbon volumes and sufficient legal acreage to economically justify the development without going below the shallower of the fluid contact or the lowest known hydrocarbon.

On Production	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	The development project is currently producing and selling petroleum to market. A project status/maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Operator		The company or individual responsible for managing an exploration, development, or production operation.
Overlift/Underlift	2007 - 3.2.7 2001 - 3.9	Production overlift or underlift can occur in annual records because of the necessity for companies to lift their entitlement in parcel sizes to suit the available shipping schedules as agreed among the parties. At any given financial year-end, a company may be in overlift or underlift. Based on the production matching the company's accounts, production should be reported in accord with and equal to the liftings actually made by the company during the year, and not on the production entitlement for the year.
Penetration	2007 - 1.2	The intersection of a wellbore with a reservoir.
Petroleum	2007 - 1.0	Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbon compounds, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.
Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Petroleum Initially-in-Place is the total quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring reservoirs. Crude Oil-in-place, Natural Gas-in-place and Natural Bitumen-in-place are defined in the same manner (see Resources). (Also referred as Total Resource Base or Hydrocarbon Endowment.)
Pilot Project	2007 - 2.3.4, 2.4	A small-scale test or trial operation that is used to assess the suitability of a method for commercial application.
Play	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.
Pool		An individual and separate accumulation of petroleum in a reservoir.
Possible Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty. Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data suggest are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.
Primary Recovery		Primary recovery is the extraction of petroleum from reservoirs utilizing only the natural energy available in the reservoirs to move fluids through the reservoir rock to other points of recovery.
Probability	2007 - 2.2.1	The extent to which an event is likely to occur, measured by the ratio of the favorable cases to the whole number of cases possible. SPE convention is to quote cumulative probability of exceeding or equaling a quantity where P90 is the small estimate and P10 is the large estimate. (See also Uncertainty.)

Probabilistic Estimate	2007 - 3.5	The method of estimation of Resources is called probabilistic when the known geoscience, engineering, and economic data are used to generate a continuous range of estimates and their associated probabilities.
Probable Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty. Probable Reserves are those additional Reserves that are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.
Production	2007 - 1.1	Production is the cumulative quantity of petroleum that has been actually recovered over a defined time period. While all recoverable resource estimates and production are reported in terms of the sales product specifications, raw production quantities (sales and non-sales, including non-hydrocarbons) are also measured to support engineering analyses requiring reservoir voidage calculations.
Production-Sharing Contract	2007 - 3.3.2 2001 - 9.6.2	In a production-sharing contract between a contractor and a host government, the contractor typically bears all risk and costs for exploration, development, and production. In return, if exploration is successful, the contractor is given the opportunity to recover the incurred investment from production, subject to specific limits and terms. Ownership is retained by the host government; however, the contractor normally receives title to the prescribed share of the volumes as they are produced.
Profit Split	2001 - 9.6.2	Under a typical production-sharing agreement, the contractor is responsible for the field development and all exploration and development expenses. In return, the contractor is entitled to a share of the remaining profit oil or gas. The contractor receives payment in oil or gas production and is exposed to both technical and market risks.
Project	2007 - 1.2 2001 - 2.3	Represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process, including budget allocation. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development in a producing field, or the integrated development of a group of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent a specific maturity level at which a decision is made on whether or not to proceed (i.e., spend money), and there should be an associated range of estimated recoverable resources for that project. (See also Development Plan.)
Property	2007 - 1.2 2001 - 9.4	A volume of the Earth's crust wherein a corporate entity or individual has contractual rights to extract, process, and market a defined portion of specified in-place minerals (including petroleum). Defined in general as an area but may have depth and/or stratigraphic constraints. May also be termed a lease, concession, or license.
Prorationing		The allocation of production among reservoirs and wells or allocation of pipeline capacity among shippers, etc.
Prospect	2007 - 2.1.3.1 and Table 1	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target. A project maturity sub-class that reflects the actions required to move a project toward commercial production.

Prospective Resources	2007 - 1.1 and Table 1	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.
Proved Economic	2007 - 3.1.1	In many cases, external regulatory reporting and/or financing requires that, even if only the Proved Reserves estimate for the project is actually recovered, the project will still meet minimum economic criteria; the project is then termed as "Proved Economic."
Proved Reserves	2007 - 2.2.2 and Table 3	An incremental category of estimated recoverable volumes associated with a defined degree of uncertainty Proved Reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. Often referred to as 1P, also as "Proven."
Purchase Contracts	2001 - 9.6.8	A contract to purchase oil and gas provides the right to purchase a specified volume of production at an agreed price for a defined term.
Pure-Service Contract	2001 - 9.7.5	A pure-service contract is an agreement between a contractor and a host government that typically covers a defined technical service to be provided or completed during a specific period of time. The service company investment is typically limited to the value of equipment, tools, and expenses for personnel used to perform the service. In most cases, the service contractor's reimbursement is fixed by the terms of the contract with little exposure to either project performance or market factors.
Range of Uncertainty	2007 - 2.2 2001 - 2.5	The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution. (See Resource Uncertainty Categories.)
Raw Natural Gas	2007 - 3.2.1	Raw Natural Gas is natural gas as it is produced from the reservoir. It includes water vapor and varying amounts of the heavier hydrocarbons that may liquefy in lease facilities or gas plants and may also contain sulfur compounds such as hydrogen sulfide and other non-hydrocarbon gases such as carbon dioxide, nitrogen, or helium, but which, nevertheless, is exploitable for its hydrocarbon content. Raw Natural Gas is often not suitable for direct utilization by most types of consumers.
Reasonable Certainty	2007 - 2.2.2	If deterministic methods for estimating recoverable resource quantities are used, then reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the estimated quantities will be recovered.
Reasonable Expectation	2007 - 2.1.2	Indicates a high degree of confidence (low risk of failure) that the project will proceed with commercial development or the referenced event will occur.
Reasonable Forecast	2007 - 3.1.2	Indicates a high degree of confidence in predictions of future events and commercial conditions. The basis of such forecasts includes, but is not limited to, analysis of historical records and published global economic models.
Recoverable Resources	2007 - 1.2	Those quantities of hydrocarbons that are estimated to be producible from discovered or undiscovered accumulations.

Recovery Efficiency	2007 - 2.2	A numeric expression of that portion of in-place quantities of petroleum estimated to be recoverable by specific processes or projects, most often represented as a percentage.
Reference Point	2007 - 3.2.1	A defined location within a petroleum extraction and processing operation where quantities of produced product are measured under defined conditions prior to custody transfer (or consumption). Also called Point of Sale or Custody Transfer Point.
Reserves	2007 - 1.1	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: They must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of a given date) based on the development project(s) applied.
Reservoir	2001 - 2.3	A subsurface rock formation containing an individual and separate natural accumulation of moveable petroleum that is confined by impermeable rocks/formations and is characterized by a single-pressure system.
Resources	2007 - 1.1	The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum (recoverable and unrecoverable) naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered, plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional" (see Total Petroleum Initially-in-Place). (In basin potential studies, it may be referred to as Total Resource Base or Hydrocarbon Endowment.)
Resources Categories	2007 - 2.2 and Table 3	Subdivisions of estimates of resources to be recovered by a project(s) to indicate the associated degrees of uncertainty. Categories reflect uncertainties in the total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources), that portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects, and variations in the conditions that may impact commercial development (e.g., market availability, contractual changes)
Resources Classes	2007 - 1.1, 2.1 and Table 1	Subdivisions of Resources that indicate the relative maturity of the development projects being applied to yield the recoverable quantity estimates. Project maturity may be indicated qualitatively by allocation to classes and sub-classes and/or quantitatively by associating a project's estimated chance of reaching producing status.
Revenue-Sharing Contract	2001 - 9.6.3	Revenue-sharing contracts are very similar to the production-sharing contracts described earlier, with the exception of contractor payment. With these contracts, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Reversionary Interest		The right of future possession of an interest in a property when a specified condition has been met.
Risk	2001 - 2.5	The probability of loss or failure. As "risk" is generally associated with the negative outcome, the term "chance" is preferred for general usage to describe the probability of a discrete event occurring.

Risk and Reward	2001 - 9.4	Risk and reward associated with oil and gas production activities stems primarily from the variation in revenues due to technical and economic risks. Technical risk affects a company's ability to physically extract and recover hydrocarbons and is usually dependent on a number of technical parameters. Economic risk is a function of the success of a project and is critically dependent on cost, price, and political or other economic factors.
Risked-Service Contract	2007 - 3.3.2 2001 - 9.7.4	These agreements are very similar to the production-sharing agreements with the exception of contractor payment, but risk is borne by the contractor. With a risked-service contract, the contractor usually receives a defined share of revenue rather than a share of the production.
Royalty	2007 - 3.3.1 2001 - 3.8	Royalty refers to payments that are due to the host government or mineral owner (lessor) in return for depletion of the reservoirs and the producer (lessee/contractor) for having access to the petroleum resources. Many agreements allow for the producer to lift the royalty volumes, sell them on behalf of the royalty owner, and pay the proceeds to the owner. Some agreements provide for the royalty to be taken only in kind by the royalty owner.
Sales	2007 - 3.2	The quantity of petroleum product delivered at the custody transfer (reference point) with specifications and measurement conditions as defined in the sales contract and/or by regulatory authorities. All recoverable resources are estimated in terms of the product sales quantity measurements.
Shut-in Reserves	2007 - 2.1.3.2 and Table 2	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate, but which have not started producing; (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections; or (3) wells not capable of production for mechanical reasons.
Solution Gas		Solution Gas is a natural gas which is dissolved in crude oil in the reservoir at the prevailing reservoir conditions of pressure and temperature. It is a subset of Associated Gas.
Sour Natural Gas	2001 - 3.4	Sour Natural Gas is a natural gas that contains sulfur, sulfur compounds, and/or carbon dioxide in quantities that may require removal for sales or effective use.
Stochastic	2001 - 5	Adjective defining a process involving or containing a random variable or variables or involving chance or probability such as a stochastic stimulation.
Sub-Commercial	2007 - 2.1.2	A project is Sub-Commercial if the degree of commitment is such that the accumulation is not expected to be developed and placed on production within a reasonable time frame. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. Discovered sub-commercial projects are classified as Contingent Resources.
Sub-Marginal Contingent Resources	2007 - 2.1.3.3	Known (discovered) accumulations for which evaluation of development project(s) indicated they would not meet economic criteria, even considering reasonably expected improvements in conditions.
Sweet Natural Gas	2001 - 3.3	Sweet Natural Gas is a natural gas that contains no sulfur or sulfur compounds at all, or in such small quantities that no processing is necessary for their removal in order that the gas may be sold.

Synthetic Crude Oil (SCO)	2001 - A12, A13	A mixture of hydrocarbons derived by upgrading (i.e., chemically altering) natural bitumen from oil sands, kerogen from oil shales, or processing of other substances such as natural gas or coal. SCO may contain sulfur or other non-hydrocarbon compounds and has many similarities to crude oil.
Taxes	2001 - 9.4.2	Obligatory contributions to the public funds, levied on persons, property, or income by governmental authority.
Technical Uncertainty	2007 - 2.2	Indication of the varying degrees of uncertainty in estimates of recoverable quantities influenced by range of potential in-place hydrocarbon resources within the reservoir and the range of the recovery efficiency of the recovery project being applied.
Total Petroleum Initially-in-Place	2007 - 1.1	Total Petroleum Initially-in-Place is generally accepted to be all those estimated quantities of petroleum contained in the subsurface, as well as those quantities already produced. This was defined previously by the WPC as "Petroleum-in-place" and has been termed "Resource Base" by others. Also termed "Original-in-Place" or "Hydrocarbon Endowment."
Uncertainty	2007 - 2.2 2001 - 2.5	The range of possible outcomes in a series of estimates. For recoverable resource assessments, the range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities for an individual accumulation or a project. (See also Probability.)
Unconventional Resources	2007 - 2.4,	Unconventional resources exist in petroleum accumulations that are pervasive throughout a large area and that are not significantly affected by hydrodynamic influences (also called "continuous-type deposits"). Examples include coalbed methane (CBM), basin-centered gas, shale gas, gas hydrate, natural bitumen (tar sands), and oil shale deposits. Typically, such accumulations require specialized extraction technology (e.g., dewatering of CBM, massive fracturing programs for shale gas, steam and/or solvents to mobilize bitumen for in-situ recovery, and, in some cases, mining activities). Moreover, the extracted petroleum may require significant processing prior to sale (e.g., bitumen upgraders). (Also termed "Non-Conventional" Resources and "Continuous Deposits.")
Undeveloped Reserves	2001 - 2.1.3.1 and Table 2	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments: (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.
Unitization		Process whereby owners group adjoining properties and divide reserves, production, costs, and other factors according to their respective entitlement to petroleum quantities to be recovered from the shared reservoir(s).
Unproved Reserves	2001 - 5.1.1	Unproved Reserves are based on geoscience and/or engineering data similar to that used in estimates of Proved Reserves, but technical or other uncertainties preclude such reserves being classified as Proved. Unproved Reserves may be further categorized as Probable Reserves and Possible Reserves.
Unrecoverable Resources	2007 - 1.1	That portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which are estimated, as of a given date, not to be recoverable. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technological developments occur, or additional data are acquired.

Upgrader	2007 - 2.4	A general term applied to processing plants that convert extra-heavy crude oil and natural bitumen into lighter crude and less viscous synthetic crude oil (SCO). While the detailed process varies, the underlying concept is to remove carbon through coking or to increase hydrogen by hydrogenation processes using catalysts.
Well Abandonment		The permanent plugging of a dry hole, an injection well, an exploration well, or a well that no longer produces petroleum or is no longer capable of producing petroleum profitably. Several steps are involved in the abandonment of a well: permission for abandonment and procedural requirements are secured from official agencies; the casing is removed and salvaged if possible; and one or more cement plugs and/or mud are placed in the borehole to prevent migration of fluids between the different formations penetrated by the borehole. In some cases, wells may be temporarily abandoned where operations are suspended for extended periods pending future conversions to other applications such as reservoir monitoring, enhanced recovery, etc.
Wet Gas	2001 - 3.2 2007 - 3.2.3	Wet (Rich) Gas is natural gas from which no liquids have been removed prior to the reference point. The wet gas is accounted for in resource assessments, and there is no separate accounting for contained liquids. It should be recognized that this is a resource assessment definition and not a phase behavior definition.
Working Gas Volume		With respect to underground natural gas storage, Working Gas Volume (WGV) is the volume of gas in storage above the designed level of cushion gas which can be withdrawn/injected with the installed subsurface and surface facilities (wells, flowlines, etc.) subject to legal and technical limitations (pressures, velocities, etc.). Depending on local site conditions (injection/withdrawal rates, utilization hours, etc.), the working gas volume may be cycled more than once a year.
Working Interest	2001 - 9	A company's equity interest in a project before reduction for royalties or production share owed to others under the applicable fiscal terms.



2014



Delek Drilling

דוח הדירקטוריון על מצב
ענייני השותפות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ב'

דוח דירקטוריון על מצב ענייני השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח הדירקטוריון של השותף הכללי לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014

דירקטוריון דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: "השותף הכללי") מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014 (להלן: "שנת הדוח").

חלק ראשון – הסברי הדירקטוריון למצב עסקי השותפות

1. נתונים עיקריים מתוך תיאור עסקי התאגיד

לתיאור עסקי השותפות והתפתחויות שחלו בשנת הדוח - ראה פרק א'.

2. תוצאות הפעילות

א. כללי

השותפות פועלת בתחום חיפוש, פיתוח והפקה של נפט גז טבעי וקונדנסט במים הכלכליים של ישראל ושל קפריסין ומוכרת גז טבעי וקונדנסט למגוון לקוחות. עיקר פעילותה של השותפות בתקופת הדוח התמקדה בהמשך ההפקה המסחרית בפרויקט "תמר" והשלמת התקנת המדחסים בפרויקט, בהפקה בפרויקט "ים תטיס", בהשקעות ובבחינת אפשרויות הפיתוח בפרויקט "לויטן".

רווחי השותפות בשנת 2014, הסתכמו לסך של כ- 70.5 מיליון דולר, לעומת סך של כ- 61.2 מיליון דולר אשתקד.

הגידול ברווח בתקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד, נובע בעיקר מגידול בהכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט בפרויקט תמר, אשר ההכרה בהכנסה ממנו החלה בחודש אפריל 2013.

רווחי השותפות ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמו לסך של כ- 20.1 מיליון דולר לעומת רווח בסך של כ- 19.5 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד.

ב. ניתוח דוחות על הרווח הכולל (באלפי דולרים)

להלן נתונים עיקריים לגבי דוחות על הרווח הכולל של השותפות באלפי דולר:

2013	10-12/13	2014	10-12/14	7-9/14	4-6/14	1-3/14	
							הכנסות
204,897	60,735	230,089	57,909	68,454	46,594	57,132	הכנסות ממכירת גז וקונדנסט
29,933	10,324	36,456	8,461	14,175	5,491	8,329	בניכוי תמלוגים
174,964	50,411	193,633	49,448	54,279	41,103	48,803	
							הוצאות ועלויות
21,902	7,255	24,807	6,693	6,233	6,195	5,686	עלות הפקת הגז והקונדנסט
77,189	9,670	27,387	6,833	11,002	3,945	5,607	הוצאות פחת, אזילה והפחתות
3,020	6,470	6,526	1,758	1,401	1,489	1,878	הוצאות חיפוש נפט וגז, ייעוץ גיאולוגי והוצאות ישירות אחרות, נטו
480	120	480	120	120	120	120	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
4,451	772	3,863	1,015	872	1,079	897	הוצאות הנהלה וכלליות
(16,333)	(228)	-	-	-	-	-	הכנסות אחרות
90,709	24,059	63,063	16,419	19,628	12,828	14,188	סה"כ הוצאות
							רווח מפעולות רגילות
84,255	26,352	130,570	33,029	34,651	28,275	34,615	הוצאות מימון
(31,345)	(8,000)	(58,675)	(9,108)	(11,990)	(22,080)	(15,497)	הכנסות מימון
7,265	1,266	2,245	975	434	428	408	הוצאות מימון, נטו
(24,080)	(6,734)	(56,430)	(8,133)	(11,556)	(21,652)	(15,089)	רווח לפני מסים
60,175	19,618	74,140	24,896	23,095	6,623	19,526	היטל רווחי נפט
975	(104)	(3,685)	(4,800)	(569)	2,356	(672)	רווח כולל
61,150	19,514	70,455	20,096	22,526	8,979	18,854	מכירות גז ב- BCM¹
6.4	1.9	7.5²	2	2.2	1.6	1.7	מכירות קונדנסט בישראל ב- אלפי חביות³
246	94	348	86	104	82	76	

הכנסות, בניכוי תמלוגים הסתכמו בשנת הדוח בסך של כ- 193.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 175 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 11%. העלייה בהכנסות נובעת מגידול בהכנסות (נטו) ממכירת גז טבעי וקונדנסט למגוון לקוחות בפרויקט תמר. הכנסות בניכוי תמלוגים הינן לאחר ניכוי בסך של כ- 8.5 מיליון דולר (נטו) בגין התחשבות בין שותפי תמר לשותפי ים תטיס בקשר עם אספקת גז ללקוחות פרויקט ים תטיס. לפרטים נוספים ראה בביאור 2ג27 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמו ההכנסות בניכוי תמלוגים לסך של כ- 49.5 מיליון דולר לעומת סך של כ- 50.4 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, ירידה של כ- 2%. הירידה נובעת בעיקר מירידה בהכנסות בניכוי תמלוגים מפרויקט ים תטיס.

¹ הנתונים מתייחסים למכירות גז טבעי (100%) מהפרויקטים תמר וים תטיס, מעוגלים לעשירית BCM.

² הנתון מתייחס למכירה ללקוחות בשנת 2014 ואינו מתייחס להתחשבות בגין גז שהוחלף בשנת 2013 כאמור בביאור 2ג27 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

³ הנתונים מתייחסים למכירות קונדנסט (100%) מפרויקט תמר מעוגלים לאלפי חביות.

עלות הפקת הגז והקונדנסט כוללת הוצאות ניהול ותפעול בפרויקטים תמר וים תטיס. עלות הפקת הגז והקונדנסט הסתכמה בשנת הדוח לסך של כ- 24.8 מיליון דולר לעומת סך של כ- 21.9 מיליון דולר אשתקד, עלייה של כ- 13%. הגידול בעלות ההפקה נובע בעיקר מהוצאות שינוע, הובלה, קבלני משנה ותחזוקה שוטפת בפרויקט תמר אשר ההפקה ממנו החלה ברבעון השני של שנת 2013. עלויות התפעול כוללות, בין היתר, שכר עבודה, יעוץ וביטוח.

ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמה עלות הפקת הגז והקונדנסט שנמכר, לסך של כ- 6.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 7.3 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד, ירידה של כ- 8%. הירידה נובעת בעיקר מירידה בעלויות ההובלה והשינוע.

הוצאות פחת אזילה והפחתות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 27.4 מיליון דולר לעומת סך של כ- 77.2 מיליון דולר אשתקד, ירידה של כ- 65%. הירידה נובעת מהוצאות פחת, שנרשמו בתקופה המקבילה אשתקד, בגין החשקעות במאגרים נועה ופינקלס, וזאת בשל הירידה שחלה, הן ביכולת ההפקה והן בהיקף העתודות הניתנות להפקה ממאגרים אלו.

ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמו הוצאות פחת והפחתות לסך של כ- 6.8 מיליון דולר לעומת סך של כ- 9.7 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. הירידה נובעת בעיקר מירידה בהוצאות הפחתה של נכסי ים תטיס וזאת כתוצאה מהירידה בשיעור האזילה המחושב על נכסים אלו.

הוצאות חיפוי נפט וגז בסך של כ- 6.5 מיליון דולר, כוללות בשנת הדוח, בין היתר, הוצאות בקשר עם פרויקט לויתן בסך של כ- 2.6 מיליון דולר, וכן הוצאות בקשר עם פרויקט קפריסין ורישיון רות בסך של כ- 2.3 מיליון דולר ושל כ- 0.6 מיליון דולר, בהתאמה. הוצאות החיפויים אשתקד הסתכמו לסך של כ- 3 מיליון דולר וכללו בין היתר, הוצאות בקשר עם פרויקט לויתן בסך של כ- 3.8 מיליון דולר, אשר קוזזו בעיקר על ידי תקבולים, נטו מחברות ביטוח בסכום כולל של כ- 9.3 מיליון דולר, וכן הוצאות בקשר עם פרויקט קפריסין ורישיון רות בסך של כ- 3.4 מיליון דולר ושל כ- 2.1 מיליון דולר, בהתאמה.

ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמו הוצאות חיפוי נפט וגז בסך של כ- 1.8 מיליון דולר. עיקר ההוצאה הינה בגין פרויקט קפריסין ופרויקט לויתן בסך של כ- 0.7 מיליון דולר ושל כ- 0.9 מיליון דולר, בהתאמה. בתקופה המקבילה אשתקד הסתכמו הוצאות חיפוי נפט וגז בסך של כ- 6.5 מיליון דולר, וכללו בעיקר הוצאות בגין רישיון רות ופרויקט לויתן בסך של כ- 2 מיליון דולר ושל כ- 3.8 מיליון דולר, בהתאמה, וזאת בגין סקרים סייסמיים ועלויות ניטור בקידוח "לויתן 2".

הוצאות דמי הניהול לשותף הכללי הסתכמו בשנת הדוח ובשנה הקודמת בסך של 480 אלפי דולר, בהתאם להסכם השותפות.

הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 3.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 4.4 מיליון דולר אשתקד. הירידה נובעת בעיקר מהכנסה משיערוך תכנית אופציות פאנטום לעובדים (ראה ביאור 12 לח דוחות הכספיים המצורפים בהמשך). יצויין כי, הוצאות הנהלה וכלליות כוללות הוצאות בסך של כ- 1.1 מיליון דולר שנרשמו כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו והנובעות בעיקר מעלויות, אשר ממומנות על ידי השותף הכללי וצדדים קשורים (לרבות עלות שכר יו"ר הדירקטוריון ומנכ"ל השותף הכללי), אשר בהתאם להסכם השותפות אינן מועמסות על השותפות. הוצאות אלו עמדו בשנה הקודמת על סך של כ- 1.3 מיליון דולר.

הוצאות מימון בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 58.7 מיליון דולר לעומת סך של כ- 31.4 מיליון דולר אשתקד. עיקר הוצאות המימון נבעו מריבית בסך של כ- 55.9 מיליון דולר בגין הסכמי המימון בקשר עם הפרויקטים תמר וליתן ובקשר עם אגרות החוב שהנפקתן הושלמה בחודש מאי השנה, מתוכן היוונה השותפות הוצאות מימון בסך של כ- 16.9 מיליון דולר אשר יוחסו להרחבת פרויקט תמר והשקעות בפרויקט לויתן. בנוסף, רשמה השותפות בתקופת הדוח הוצאות בקשר עם עסקאות הגנה על שערי ריבית, אשר בוצעו בקשר עם הנפקת אגרות החוב (ראה בביאור 9 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך) ובקשר עם מימון פרויקט תמר, בסך של כ- 16.2 מיליון דולר. הגידול בהוצאות המימון בשנת הדוח לעומת אשתקד נובע בעיקר מגידול בהיקף ההתחייבויות ומהוצאות בקשר לעסקאות הגנה.

ברבעון הרביעי של שנת 2014 הסתכמו הוצאות המימון בסך של כ- 9.1 מיליון דולר לעומת סך של כ- 8 מיליון דולר ברבעון המקביל אשתקד. הגידול נובע מהסיבות המפורטות לעיל.

הכנסות המימון בשנת הדוח הסתכמו לסך של כ- 2.2 מיליון דולר לעומת סך של כ- 7.3 מיליון דולר אשתקד. הירידה בהכנסות המימון נבעה בעיקר מהכנסות משערוך עסקאות הגנה על ריבית הליבור לפי שווי הוגן בקשר עם ההלוואה לפרויקט תמר שנרשמו אשתקד.

היטל רווחי נפט הסתכם בתקופת הדוח להוצאה בסך של כ- 3.7 מיליון דולר, לעומת הכנסה בסך של כ- 1 מיליון דולר אשתקד. סכום ההיטל בתקופת הדוח מורכב מהיטל השוטף ומעדכון בגין שנים קודמות.

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

א. מצב כספי

להלן פירוט השינויים העיקריים בסעיפי המאזן ליום 31 בדצמבר 2014 לעומת המאזן ליום 31 בדצמבר 2013 הינם:

הנכסים השוטפים של השותפות גדלו מסך של כ- 139.6 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 314.6 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014 כתוצאה מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **מזומנים ושווי מזומנים** עלו מסך של כ- 32.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 85.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014. הגידול במזומנים נובע בעיקר מהנפקת אגרות חוב, שהושלמה בחודש מאי 2014.

(2) **השקעות לזמן קצר** עלו מסך של כ- 43 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 156.7 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014, והן כוללות, בין היתר, אג"ח קונצרניות, קרן כספית, תעודת סל המשקיעה באג"ח קונצרניות, פקדונות לזמן קצר ופקדון המשמש ככרית בטחון במסגרת אגרות החוב אשר הונפקו בחודש מאי 2014.

(3) **לקוחות** עלו מסך של כ- 27.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 28.4 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014.

(4) **חייבים ויתרת חובה** עלו מסך של כ- 36 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 44.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014. העלייה נובעת בעיקר מעלייה ביתרות המפעילה של העסקאות המשותפות.

(5) **נגזרים פיננסיים לזמן קצר** נפרעו בתקופת הדוח במסגרת פירעון ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים אשר שימשו למימון הקמת פרויקט תמר.

הנכסים הלא שוטפים של השותפות גדלו מסך של כ- 965.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 1,062.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014 כתוצאה מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **נכסי הנפט והגז** עלו מסך של כ- 912.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 993.6 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014. עיקר הגידול נובע מהשקעות בסך של כ- 45.8 מיליון דולר בפרויקט תמר, מהשקעות בסך של כ- 45.3 מיליון דולר בפרויקט לויתן, מהשקעות בסך של כ- 5.3 מיליון דולר ברישיון רות C ומהשקעות בסך של כ- 4.7 מיליון דולר בפרויקט בלוק 12 בקפריסין. מאידך, נרשמו הוצאות פחת והפחתות בגין פרויקטים תמר וים תטיס בסך של כ- 27.4 מיליון דולר.

(2) **פקדונות בבנקים לזמן ארוך** עלו מסך של כ- 32.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 68 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014, מהם סך של כ- 50 מיליון דולר משמשים ככרית בטחון לאגרות החוב שהונפקו וסך של כ- 18 מיליון דולר משועבדים להבטחת ערבויות למשרד האנרגיה והמים בקשר עם כל זכויות הנפט שבגין הומצאו ערבויות, כאמור בביאור 11ט6 לדוחות הכספיים. בשנה המקבילה כללו הפקדונות סך של כ- 27.6 מיליון דולר ששימשו כבטחון במסגרת הסכם מימון פרויקט תמר וים תטיס של כ- 4.7 מיליון דולר ששועבדו לטובת ערבות למשרד האנרגיה והמים בקשר עם היתר להפעלת מערכת ההפקה בפרויקט תמר.

(3) **נכסים אחרים לזמן ארוך** הסתכמו לסך של כ- 0.6 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014 וכללו מקדמות בגין הקמת תשתיות ליצוא גז. ליום 31 בדצמבר 2013 כללו הנכסים סך של כ- 15.6 מיליון דולר אשר נבעו מסכומים לקבל בגין הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ומוינו בשנת החשבון מהזמן הארוך.

(4) **נגזרים פיננסיים לזמן ארוך** נפרעו בתקופת הדוח במסגרת פירעון ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים אשר שימשו למימון הקמת פרויקט תמר.

ההתחייבויות השוטפות ירדו מסך של כ- 445.3 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 53.4 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014 כתוצאה מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים** - עם השלמת הנפקת האג"ח פרעה השותפות את כל ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים.

(2) **נגזרים פיננסיים לזמן קצר** נפרעו בתקופת הדוח במסגרת פירעון ההתחייבויות לתאגידים בנקאיים אשר שימשו למימון הקמת פרויקט תמר.

(3) **זכאים ויתרות זכות קטנו** מסך של כ- 62.8 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 לסך של כ- 53.4 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2014, וזאת בעיקר בעקבות ירידה בהתחייבויות למפעיל, לספקים ולזכאים שונים בקשר עם העסקאות המשותפות.

ההתחייבויות לא שוטפות ליום 31 בדצמבר 2014 הסתכמו לסך של כ- 1,021.6 מיליון דולר לעומת סך של כ- 329.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 כתוצאה מהגורמים המפורטים להלן:

(1) **אגרות חוב** שהונפקו בחודש מאי 2014 בסך של 1 מיליארד דולר מוצגות בניכוי הוצאות הנפקה (ראה חלק חמישי להלן).

(2) **ההתחייבויות אחרות לזמן ארוך**, מסתכמות ליום 31 בדצמבר 2014 לסך של כ- 33.2 מיליון דולר לעומת סך של כ- 24.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013 וכוללות בעיקר ההתחייבויות לסילוק נכסי נפט וגז בפרויקטים ים תטיס ותמר. העלייה נובעת בעיקר מעדכון ההתחייבויות לסילוק נכסים בפרויקטים ים תטיס ותמר.

הון השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2014 מסתכם בסך של כ- 301.9 מיליון דולר לעומת סך של כ- 330.5 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013. השינוי בהון נובע מרווחים, שנרשמו בתקופת הדוח בסך של כ- 70.5 מיליון דולר ומגידול בקרן הון בגין פעילות בין תאגיד לבעל שליטה בו בסך של כ- 1.1 מיליון דולר, אשר קוזזו על-ידי רווחים שחולקו בסך של כ- 100.2 מיליון דולר.

ב. תזרים מזומנים

תזרים המזומנים נטו, שנבע מפעילות שוטפת, הסתכם בשנת הדוח לסך של כ- 100.5 מיליון דולר לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות שוטפת, בסך של כ- 122.8 מיליון דולר אשתקד. הירידה נובעת בעיקר מהירידה בהוצאות פחת אזילה והפחתות.

תזרים המזומנים נטו, ששימש לפעילות השקעה, הסתכם בשנת הדוח בסך של כ- 235.7 מיליון דולר לעומת תזרים מזומנים נטו, ששימש לפעילות השקעה, בסך של כ- 217 מיליון דולר אשתקד. בתקופת הדוח השקיעה השותפות בעיקר בפרויקטים תמר ולויתן. בנוסף, בתקופת הדוח השקיעה השותפות סך של כ- 120 מיליון דולר בנכסים פיננסיים לתקופה קצרה וכן סך של כ- 64 מיליון דולר בפקדונות לזמן ארוך, כמפורט לעיל.

תזרים המזומנים נטו, הנובע מפעילות מימון, הסתכם לסך של כ- 188.3 מיליון דולר, לעומת תזרים מזומנים נטו, שנבע מפעילות מימון, בסך של כ- 110.6 מיליון דולר אשתקד. תזרים זה נובע בעיקרו מכך שבתקופת הדוח הנפיקה השותפות איגרות חוב בסך של כ- 987.3 מיליון דולר (בניכוי הוצאות הנפקה) ומנגד פרעה השותפות סך של כ- 698.8 מיליון דולר הלוואות מתאגידים בנקאיים וכן חילקה רווחים בסך של כ- 100.2 מיליון דולר.

יתרת המזומנים ושווי המזומנים ליום 31 בדצמבר 2014 הסתכמה לסך של כ- 85.3 מיליון דולר לעומת סך של כ- 32.2 מיליון דולר ליום 31 בדצמבר 2013.

ג. מימון:

ביום 19 במאי 2014 הושלם בהצלחה הליך ההנפקה של אגרות חוב, שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ (להלן: "המנפיקה"), חברה יעודית (SPC) המוחזקת בחלקים שווים על ידי השותפות ואבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפויות"), במסגרתו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר.

תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי המנפיקה כהלוואות לשותפויות, בחלקים שווים ביניהן (היינו - 1 מיליארד דולר לכל אחת מהשותפויות), ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back) (לפרטים נוספים ראה ביאור 9 לדוחות הכספיים המצורפים להלן).

ד. חלוקת רווחים

ביום 17 ביוני, 2014 אישרו דירקטוריון השותף הכללי והשותף המוגבל בשותפות (להלן: "נאמן השותפות") חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות בסך של כ- 100 מיליון דולר (0.18283 דולר ליחידת השתתפות) אשר חולקו ביום 10 ביולי, 2014. בנוסף בוצעה חלוקה מזערית לנאמן השותפות בסך של כ- 0.2 מיליון דולר.

דיווח בדבר חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

1. האחראי על ניהול סיכוני שוק בתאגיד

האחראי על ניהול סיכוני שוק בשותפות הינו המשנה למנכ"ל לענייני כספים, מר יוסי גבורה.

2. תיאור של סיכוני השוק העיקריים אליהם חשוף התאגיד

א. סיכון שער חליפין

עיקר פעילותה, נכסיה והתחייבויותיה של השותפות הינם בדולר של ארה"ב ולכן מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר ארה"ב. סיכון שער חליפין נובע בעיקר מנכסים והתחייבויות הנקובים בש"ח. יצוין כי הסיכון ליום 31 בדצמבר 2014 אינו מהותי.

ב. סיכון שער הריבית

הנכסים הכספיים הנזילים של השותפות מושקעים בעיקר בפיקדונות דולריים, אגרות חוב בדירוג השקעה וקרבן כספית לתקופות קצרות. השקעות אלו מושפעות משינויים בשערי ריבית הליבור, אשר שינויים בה משפיעים הן על התשואה השוטפת של הפקדונות לזמן קצר ושל הקרבן הכספית והן על מחיר השוק של אגרות החוב אשר מוצגות בדוח על המצב הכספי לפי מחירן המצוטט במועד הדוח.

ג. סיכון מחירי הגז הטבעי והקונדנסט

מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), לתעריף ייצור החשמל כפי שנקבע מעת לעת על-ידי הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל (להלן: "תעריף ייצור החשמל") ולמחיר חבית מסוג ברנט. נכון למועד פרסום הדוח, כ-35% מהכמות השנתית המינימלית (take or pay) של גז טבעי הצפויה להימכר על-ידי השותפות ב-5 השנים הקרובות מקורה בהסכמי מכירת גז טבעי הצמודים לתעריף ייצור החשמל, כ-14% מהכמות השנתית כאמור מקורה בהסכמי מכירת גז הצמודים לחבית נפט מסוג ברנט, וכ-51% מהכמות השנתית כאמור מקורה בהסכמי מכירת גז הצמודים למדד המחירים לצרכן האמריקאי. יצוין כי, מחיר חבית נפט מסוג ברנט ירד במהלך המחצית השנייה של שנת 2014 בשיעור ניכר. בנוסף, בהתאם להחלטת רשות החשמל מיום 21 בינואר 2015 ירד תעריף ייצור החשמל (רכיב הייצור המשוכלל) באופן משמעותי. שינוי באחד מרכיבי ההצמדה הנ"ל ו/או במחירי הדלקים החלופיים ישפיע על המחיר בו תמכור השותפות את הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ללקוחותיה ועל רמת הכדאיות הכלכלית של פיתוח והפקה ממאגרים שהתגלו ו/או שיתגלו בעתיד (ככל שיתגלו) על-ידי השותפות, וכן על החלטות השותפות בקשר לאמור. אף על האמור לעיל, החשיפה של השותפות לתנודות בתעריף ייצור החשמל ובמחירי נפט מסוג ברנט מגודרת ברף כפי שנקבע בהסכמים היות וכל ההסכמים למכירת גז טבעי הצמודים לרכיבים כאמור כוללים "מחיר מינימום".

3. מדיניות השותפות בניהול סיכוני שוק בתחום שער החליפין

- א. השותפות משקיעה את עודפי הנזילות שלה בהתאם להסכם השותפות, במגמה להשיג תשואה נאותה תוך מינון מתאים ביחס תשואה/סיכון.
- ב. כספי השותפות המוגבלת מיועדים, בין היתר, לחיפוש ופיתוח נכסי נפט וגז שלה. לאור זאת, השותף הכללי, אשר מנהל את השותפות המוגבלת, השקיע את כספי השותפות הפנויים בנכסים פיננסיים הכוללים בעיקרם (נכון לתאריך המאזן) פיקדונות בבנקים, תעודות סל, קרנות כספיות ואגרות חוב.
- ג. כאשר השותפות יודעת על תשלומים שונים במטבע זר או בשקלים היא שואפת להגן ולגדר את התשלום מפני שינויים בשער המטבע.
- ד. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכוני שוק.

4. מדיניות השותפות בניהול סיכוני שוק בתחום ריבית הליבור

השותפות בוחנת מידי תקופה את חשיפתה לשינויים בשיעור ריבית הליבור ורוכשת הגנות בהתאם. לשותפות אין התחייבויות הצמודות לשינויים בשיעור ריבית הליבור והיא משקיעה את כל כספיה הפנויים בהשקעות לטווח בינוני-קצר.

5. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

מדיניות ההשקעות של השותף הכללי מתנהלת בעת הצורך לאחר קבלת המלצות וועדת ההשקעות, אשר חברה הינם: מר עמוס ערן - יו"ר הוועדה (דירקטור), מר אסי ברטפלד (דירקטור), מר ברק משרקי ומר עידו אדר. הטיפול בנושא החשיפה לסיכוני מטבע, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי.

6. מבחני רגישות

בהתאם לתיקון התשס"ז בהוראות התוספת השנייה לתקנות ניירות ערך (דו"חות תקופתיים ומידיים התש"ל 1970), השותפות ביצעה מבחני רגישות לשינויים בגורמי סיכון המשפיעים על השווי ההוגן של "מכשירים רגשים".

תיאור פרמטרים, הנחות ומודלים

א. פרמטרים:

פרמטר	מקור/אופן הטיפול
שע"ח שקל/דולר	שער יציג ליום 31 בדצמבר 2014
ריבית דולרית	לפי עקום שער הליבור

מבחני רגישות לשינויים בשע"ח דולר/שקל (באלפי דולר)

מכשיר רגיש	רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
	-10%	-5%		5%	10%
	3.500	3.695	3.889	4.083	4.278
מזומנים ושווי מזומנים	31	15	305	(15)	(31)
פקדונות בבנקים	605	302	6,047	(302)	(605)
זכאים ויתרות זכות	(60)	(30)	(602)	30	60
סה"כ	576	287	5,750	(287)	(576)

מבחני רגישות לשינויים בעקום שיעור ליבור (באלפי דולר):

ריבית דולרית	רווח/(הפסד) מהשינויים		שווי הוגן	רווח/(הפסד) מהשינויים	
	-10%	-5%		5%	10%
אגרות חוב זרות	486	243	57,846	(243)	(486)
תעודת סל (ETF)	625	312	25,106	(312)	(625)
איגרות חוב (התחייבות)	(24,561)	(12,280)	(1,002,070)	12,280	24,561
סה"כ	(23,450)	(11,725)	(919,118)	11,725	23,450

8. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2014:

<u>יתרות פיננסיות</u>				<u>רכוש</u>
<u>סה"כ</u>	<u>יתרות שאינן פיננסיות</u>	<u>בשקלים לא צמודים</u>	<u>בדולר או בהצמדה בדולר</u>	
85,330	-	305	85,025	מזומנים ושווי מזומנים
156,673	-	90	156,583	השקעות לזמן קצר
28,391	-	-	28,391	לקוחות
44,252	11,052	-	33,200	חייבים ויתרות חובה
68,013	-	5,957	62,056	פקדונות בבנקים לזמן ארוך
993,648	993,648	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
559	559	-	-	נכסים אחרים לזמן ארוך
1,376,866	1,005,259	6,352	365,255	סה"כ רכוש
				התחייבויות
53,399	2,998	602	49,799	זכאים ויתרות זכות
988,404	-	-	988,404	אגרות חוב
33,202	33,202	-	-	התחייבות אחרות לזמן ארוך
1,075,005	36,200	602	1,038,203	סה"כ התחייבויות
301,861	969,059	5,750	(672,948)	סה"כ היתרה המאזנית נטו

9. דוח בסיסי הצמדה באלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2013:

<u>יתרות פיננסיות</u>				
<u>סה"כ</u>	<u>יתרות שאינן פיננסיות</u>	<u>בדולר או בהצמדה לדולר</u>		
		<u>בשקלים לא צמודים</u>	<u>בדולר או בהצמדה לדולר</u>	
				<u>רכוש</u>
32,196	-	64	32,132	מזומנים ושווי מזומנים
75,284	-	4,852	70,432	פקדונות בבנקים
27,486	-	-	27,486	לקוחות
36,033	9,324	-	26,709	חייבים ויתרות חובה
4,812	-	-	4,812	מכשירים פיננסיים
912,289	912,289	-	-	השקעות בנכסי נפט וגז
15,585	-	-	15,585	נכסים אחרים לזמן ארוך
1,235	1,235	-	-	מסים נדחים
1,104,920	922,848	4,916	177,156	סה"כ רכוש
				<u>התחייבויות</u>
380,812	-	-	380,812	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
1,633	-	-	1,633	נגזרים פיננסיים
62,839	1,917	764	60,158	זכאים ויתרות זכות
304,986	-	-	304,986	התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך
24,170	24,170	-	-	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
774,440	26,087	764	747,589	סה"כ התחייבויות
330,480	896,761	4,152	(570,433)	סה"כ היתרה המאזנית נטו

ביום 23 בפברואר 2015 פורסם ברשומות החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5) (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית), התשע"ד-2014 (להלן בחלק זה: "החוק לתיקון פקודת השותפויות" או "החוק"), אשר בא להרחיב ולעדכן את מנגנוני הממשל התאגידי בשותפות ציבורית שהציעה לציבור יחידות השתתפות, ולהבטיח הגנה נאותה על עניינם של ציבור בעלי יחידות ההשתתפות. עם כניסת החוק לתוקף תידרש השותפות לבצע את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי, וביניהן מינוי דירקטורים חיצוניים, מינוי ועדת ביקורת, ועדת תגמול ועדה לאישור הדוחות הכספיים, קביעת מדיניות תגמול ושינוי אופן אישור עסקאות עם נושאי משרה. תחילתו של החוק הינו בתוך חודשיים ממועד פרסומו ברשומות, דהיינו ביום 23 באפריל 2015 ונקבעו בו הוראות תחולה ומעבר ארוכות יותר לגבי נושאים ספציפיים, כמוגדר בחוק.

1. מדיניות התאגיד בנושא מתן תרומות

השותפות לא קבעה מדיניות למתן תרומות ולא תרמה כספים בשנת החשבון.

2. דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

השותף הכללי קבע כי המספר המזערי הראוי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית יעמוד על אחד.

השותף הכללי סבור כי בהתחשב בסוג פעילותה של החברה, שהינה השותף הכללי בשותפות המוגבלת העוסקת בתחום חיפוי הנפט והגז 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 המוטלות עליו בהתאם לדין ולמסמכי ההתאגדות של השותפות בכל הנוגע לבדיקת מצבה הכספית של השותפות ולעריכת הדוחות הכספיים ואישורם.

לכל הנימוקים הנ"ל יש להוסיף את העובדה כי על פי נוהל העבודה בשותפות מוזמן רואה החשבון המבקר את הדוחות הכספיים, לכל ישיבת דירקטוריון שבה דנים בדוחות הכספיים, והוא עומד לרשות הדירקטורים למתן כל הסבר שיידרש בקשר עם הדוחות הכספיים ומצבה הכספית של השותפות הן במסגרת הישיבות שבהן הוא משתתף 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.

הדירקטורים בעלי המיומנות החשבונאית והפיננסית הם:

א. עמוס ערן - כיהן כיו"ר פעיל של קרן הפנסיה עתודות, שהינה מוסד פיננסי ובמסגרת תפקידו זה עסק רבות ובצורה אינטנסיבית בדוחות כספיים. במשך כ-15 שנה כיהן כיו"ר ומנכ"ל קרן הפנסיה "מבטחים" שגם היא מוסד פיננסי. מזה כ-13 שנים מכהן גם כדירקטור בחברת כלל ביטוח בע"מ, בה הוא מכהן גם כיו"ר ועדת המאזן וכחבר ועדת הביקורת ועדת התגמול. כמו כן, כיהן כ-4 שנים כדירקטור בבנק המזרחי, כאשר במרבית התקופה כיהן גם כחבר בוועדת המאזן ועדת הביקורת של הבנק. בעל השכלה אקדמאית וכן עבר השתלמות מקצועית בניתוח דוחות כספיים. בשנים 1974-1977 כיהן כמנכ"ל משרד ראש הממשלה.

ב. אסי ברטפלד - בעל השכלה אקדמאית בכלכלה (אוניברסיטת ת"א). כיהן במשך שנים רבות כסמנכ"ל כספים (CFO) בקבוצת דלק בע"מ ("הקבוצה") ובחברות הקבוצה. מכהן כמנכ"ל הקבוצה, החל מחודש ספטמבר 2003 וכמנכ"ל דלק מערכות אנרגיה בע"מ, החל מחודש אוקטובר 2011.

לפרטים נוספים בדבר השכלתם, ניסיונם וכישוריהם, ראה תקנה 26 לפרק ד' המצורף בהמשך.

3. דירקטורים בלתי תלויים

הסכמי השותפות והנאמנות אינם כוללים הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים.

4. גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד

א. פרטי המבקר הפנימי

- (1) שם המבקר הפנימי: גרינברג מיכאל.
- (2) תאריך תחילת כהונה: 28.03.2000.
- (3) הכישורים המכשירים אותו לביצוע התפקיד:
המבקר הפנימי עומד בתנאים הקבועים בסעיף 3(א) לחוק הביקורת הפנימית.
כישורי המבקר הפנימי:
רואה חשבון, אקדמאי (תואר ראשון בחשבונאות וכלכלה), חבר בלשכת המבקרים הפנימיים בישראל ו-IIA ישראל- איגוד מבקרים פנימיים בישראל ובעל ניסיון רב בתחום הביקורת (22 שנה במגוון תפקידים שונים בביקורת פנים).
- (4) למיטב ידיעת השותף הכללי, המבקר הפנימי עומד בהוראות סעיף 146(ב) לחוק החברות, תשנ"ט-1999 (להלן בחלק זה: "חוק החברות"), ובהוראות סעיף 8 לחוק הביקורת הפנימית.
- (5) המבקר הפנימי הינו עובד קבוצת דלק בע"מ, (להלן: "קבוצת דלק"), במשרה מלאה. המבקר הפנימי מכהן כמבקר הפנימי של קבוצת דלק בע"מ וכן בחברות המוחזקות של הקבוצה: דלק מערכות אנרגיה בע"מ, דלק פטרוליום בע"מ, דלק מערכות רכב בע"מ, דלק ניהול קידוחים בע"מ, אבנר נפט וגז בע"מ וכהן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ. אין בכהונתו בתאגידים האמורים כמבקר פנימי כדי ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי בשותפות.
- (6) המבקר הפנימי אינו בעל עניין בתאגיד או קרוב של בעל עניין בתאגיד וכן אינו רואה חשבון המבקר או מי מטעמו.
- (7) המבקר הפנימי אינו ממלא בתאגיד תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.

ב. דרך המינוי

מינוי המבקר הפנימי אושר על ידי הדירקטוריון בחודש יוני שנת 2000.
בין הנימוקים לאישור מינויו: השכלתו, כישוריו וניסיונו הרב של המבקר בביקורת פנימית.

ג. זהות הממונה על המבקר הפנימי

הממונה הארגוני על המבקר הפנימי הינו יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק.

ד. תכנית העבודה

- להלן פירוט סמכויות העיקריות של מבקר הפנים:
- (1) קבלת כל מידע, הסבר ומסמך הדרושים למילוי תפקידו;
 - (2) קבלת זכות גישה לכל מאגר מידע רגיל או ממוחשב ולכל בסיס נתונים;
 - (3) רשות כניסה לכל נכס של השותפות;
 - (4) המבקר הפנימי מוזמן לכל ישיבות ההנהלה, הדירקטוריון וועדותיו של השותף הכללי.
- השותפות סבורה כי יש בידי מבקר הפנים לעמוד בחובות, בסמכויות ובתפקידים המוטלים עליו בהתאם לדין, לרבות בהתחשב בסוג הישות, גודלה, היקף ומורכבות פעילותה.

תכנית העבודה של הביקורת הפנימית בשותפות הינה שנתית.
השיקולים בקביעת תכנית הביקורת השנתית בשותפות הינם בעיקר, הצעות המבקר הפנימי לתכניות עבודה שנתיות; הצעות חברי הדירקטוריון בהתבסס, בין היתר, על הצעות המבקר הפנימי, ונושאי ביקורת הפנים בשנים עברו; היקף השותפות, המבנה הארגוני שלה, מהות פעילויות העסקיות והיקפן.

התכנית נערכת על ידי המבקר הפנימי של השותפות ומאושרת על ידי דירקטוריון השותף הכללי.
תכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטות ממנה, שאינו מוגבל או כפוף לאישורים.

עסקאות כאמור בסעיף 270 לחוק החברות אשר בוצעו בשנת הדוח, נבדקות על-ידי מבקר הפנים, כולל הליכי אישורן, כחלק מתכנית העבודה השנתית שלו.

יש לציין כי בנוסף לעבודת המבקר הפנימי, מבצעת השותפות באמצעות חברות חיצוניות ביקורת משותפת עם השותפים הישראליים בפרויקט תמר ובפרויקט לויתן על עבודת המפעיל, חברת נובל אנרגי מדיטריניאן, בפרויקטים הנ"ל. המבקר הפנימי משתתף בישיבות ההכנה, המעקב והפיקוח של הביקורת הנ"ל ומדווח לדירקטוריון השותף הכללי על ממצאיה ותוצאותיה.

- ה. **היקף העסקה**
עבודת הביקורת בשותפות המדווחת מתבצעת על ידי המבקר הפנימי (בסיוע מיקור חוץ), בהיקף כולל של כ-300 שעות שנתיים.
להלן הנימוקים לקביעת היקף העסקת המבקר הפנימי של השותפות: היקף העסקה סביר בהתחשב בגודלה ומורכבותה של השותפות. בידי הנהלת השותף הכללי ניתנת האפשרות להרחבת ההיקף בהתאם לנסיבות.
- ו. **עריכת הביקורת**
הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית, כולל תקנים של לשכת המבקרים הפנימיים בישראל ובארה"ב (CIA) ובהתאם לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב-1992 וחוק החברות.
נחה דעתו של הדירקטוריון כי המבקר עמד בכל הדרישות בתנאים שצוינו לעיל, וזאת בהתחשב בהודעתו של המבקר פנים שנמסרה לדירקטוריון.
- 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.
דוחות ביקורת הוגשו ונדונו בדירקטוריון התאגיד במועדים הבאים:
- דוח מסכם לשנת 2014 בשותפות המוגבלת- הוגש - 1/2015, נידון 3/2015.
- דוח מסכם לשנת 2014 בשותף הכללי - הוגש - 1/2015, נידון 3/2015.
הדוחות הוגשו ליו"ר הדירקטוריון, למנכ"ל ולחברי דירקטוריון השותף הכללי.
- ט. **הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי**
להערכת דירקטוריון השותף הכללי, היקף אופי ורציפות הפעילות ותכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במבנה הארגוני, במהות פעילויות העסקיות של השותפות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית.
- י. **תגמול**
המבקר הפנימי אינו מקבל כל תגמול מהשותף הכללי (המבקר הפנימי הינו שכיר, עובד קבוצת דלק במשרה מלאה).
השותף הכללי משלם לקבוצת דלק, עבור שירותי ביקורת פנימית, סכום שנתי כולל של כ-60,000 ש"ח. להערכת דירקטוריון השותף הכללי התגמול הינו סביר ואין בו כדי להשפיע על אופן הפעלת שיקול דעתו המקצועי העצמאי.

5. שכר רואי החשבון המבקרים

להלן פרוט סכומי שכר טרחת רואי החשבון המבקרים בשותפות, וחלקה של השותפות בשכר טרחת רואי החשבון המבקרים בעסקאות משותפות:

שנת 2013				שנת 2014			
בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים		בגין שירותי ביקורת, קשורים	
שעות	אחרים	שעות	אחרים	שעות	אחרים	שעות	אחרים
אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	אלפי ש"ח
דלק קידוחים שותפות מוגבלת							
370	149	2,560	493	856	397	2,822	518
בגין עסקאות משותפות							
-	-	628	125	-	-	609	119
-	-	601	125	-	-	647	125
-	-	-	-	-	-	150	30
370	149	3,789	743	856	397	4,228	792
* כולל שירותים הקשורים להנפקת אגרות חוב.							

6. הקשר בין התגמולים שניתנו לפי תקנה 21 לבין תרומת מקבל התגמולים לשותפות

א. דמי הניהול לשותף הכללי

הדירקטוריון בחן את תנאי התגמול של השותף הכללי בשותפות כמפורט בתקנה 21 בפרק ד לדוח התקופתי, ואת היקף עבודתו ותרומתו של השותף הכללי לפעילות השותפות בשנת הדוח. יצוין, כי תנאי התגמול של השותף הכללי קבועים במסגרת הסכם השותפות המוגבלת.

לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לגובה דמי הניהול אל מול סכום רכיביו והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים שנערכו על ידי קסלמן פיננסים (PWC ישראל) והמתייחסים לדמי הניהול בשותפויות נפט וגז שונות.

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, בהתחשב במכלול הנסיבות, לרבות היקף הפעילות בשותפות המשימות המוטלות על השותף הכללי ומורכבותן והמאמצים המושקעים על ידו במהלך השנים ובשים לב לאתגרים בפניהם ניצבת השותפות, הרי שהסכומים המשולמים לשותף הכללי הינם נמוכים באופן משמעותי לעומת המקובל בענף ונמוכים משמעותית לעומת עלות השירותים שניתנו לשותפות, הנכללים במסגרת דמי הניהול.

לפרטים בדבר הוצאות שנוקפו לקרן הון בגין הטבה שניתנה לשותפות על ידי בעל שליטה, ראה ביאור 17 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

הדירקטוריון בחן את תנאי הכהונה והתגמול של נושאי המשרה המפורטים בפרק ד' לדוח התקופתי כמפורט בתקנה 21, ואת היקף עבודתו ותרומו של כל אחד מהם לפעילות השותפות בשנת הדוח. לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לתנאי העסקתם של נושאי המשרה והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים שנערכו על ידי קסלמן פיננסים (PWC ישראל) והמתייחסים לתגמול נושאי משרה בתפקידים דומים ב- 20 חברות מדגם (חלקן בעלות שווי שוק מתחת לשווי השוק של השותפות וחלקן בעלות שווי שוק מעל לשווי השוק של השותפות), מבין החברות במדד ת"א 25 אשר מפרסמות נתונים מפורטים אודות תגמול נושאי המשרה הבכירים שלהן ("חברות המדגם").

הדירקטוריון בחן את תנאי התגמול לגבי כל אחד מנושאי המשרה של השותפות, המופיעים בתקנה 21, קבע את המידע והקריטריונים הנדרשים לבחינה, ועל בסיסם, את הקשר בין סכומי התמלוגים לבין פעילות ותרומו של כל אחד מנושאי המשרה הנ"ל לחברה, בתקופת הדוח. להערכת הדירקטוריון, התגמול לכל אחד מנושאי המשרה המפורטים בתקנה 21, משקף את תרומת נושא המשרה לשותפות והינו הוגן וסביר.

להלן עיקרי הדיון ביחס לנושאי המשרה:

יוסי אבו

מכהן כמנכ"ל השותף הכללי החל מאפריל 2011. לתנאי העסקתו ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת תפקידו אחראי מר אבו על ניהולה של השותפות בכל תחומי פעילותה ועל ביצועיה. למר אבו רקע מקצועי וניסיון ניהולי רב והוא ממלא את תפקידו בהצלחה מרובה ובמסירות רבה. מר אבו פועל לקידום ולפיתוח עסקי השותפות ומתוקף תפקידו נושא באחריות כבדה. תרומו של מר אבו כמנכ"ל בשנת 2014 היתה נכבדה, כמו גם ההישגים אליהם הגיעה השותפות בשנה זו בשים לב לאתגרים המורכבים שעמדו בפניה. מר אבו עסק בניהול וקידום תהליכים אסטרטגיים, טיפול בנושאי רגולציה מורכבים, בקידום פעילות אקספלורציה של השותפות, פעילויות מימון והובלת התקשרויות בהסכמים מהותיים. תנאי העסקה של מר אבו נקבעו לראשונה בשנת 2011 עם מינויו כמנכ"ל השותף הכללי והם כוללים שכר בסיס, אפשרות למענק שנתי - לפי שיקול דעת הדירקטוריון, וכן תגמול הוני הכולל ערבות להלוואה לרכישת יחידות השותפות של השותפות ואופציות פאנטום. כפי שנקבע בהסכם העסקה, השותף הכללי נושא בעלות שכרו והתנאים הנלווים וחברת האם, דלק מערכות אנרגיה בע"מ, נושאת בעלות המענק השנתי, הערבות להלוואה ואופציות הפאנטום. הרכב התגמול האמור יוצר שילוב ראוי לדעת הדירקטוריון בין תגמול קבוע ובין תגמול מבוסס הישגים.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומו, של מר אבו לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר. טרם נידון ואושר מענק למר אבו בגין שנת 2014.

מר יוסי גבורה

מכהן כמשנה למנכ"ל לענייני כספים מיולי 2012. קודם לכן שימש כמנכ"ל כספים בשותף הכללי, (מאפריל 2011) וכמנכ"ל כספים בדלק אנרגיה (ממאי 2009) לתנאי העסקתו ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ותחומי אחריותו, הרקע ההיסטורי לתנאי התגמול, תרומו לשותפות ולתוצאותיה בשנת הדוח, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות המדגם. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים לעיל ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

למר גבורה כישורים, מומחיות, בקיאות רבה וידע רב בענייניה של השותפות בכלל ובהיבטים החשבונאיים, הפיננסים והמימוניים של עסקיה בפרט והינו בעל ניסיון רב שנים בתחום עיסוקו. הדירקטוריון דן בתרומו הרבה של מר גבורה לביצועי השותפות ולהשגת יעדיה בשים לב

לפעילותה הדינאמית ורווית האתגרים, בתרומתו המשמעותית למכלול הניהול הפיננסי ולדיווחיה הכספיים, לסוגיות חשבונאיות ומיסויות, לפעילות המימון וגיוס ההון של השותפות, לקשרי משקיעים, אנליסטים ולניהול סיכונים השוק להם חשופה השותפות. התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, ממענק שנתי לפי שיקול דעת הדירקטוריון ומאופציות פאנטום. מנגנון התגמול מבוסס המניות והמענק, מגבירים את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית, קושרת את מקבל התגמול באופן ישיר לתוצאותיה, למצבה הפיננסי ומחייב רציפות של הישגים וצמיחה.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתו, של מר גבורה לשותפות ולחברה בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר. טרם נידון ואושר מענק למר גבורה בגין שנת 2014.

גב' עירית שדר טוביאס

מכהנת כסמנכ"ל, יועצת משפטית ראשית ומזכיר השותפות מינואר 2012. לפני כן שימשה כיועמ"ש ראשית ומזכיר השותפות מאפריל 2011 וכיועמ"ש ומזכירת השותפות משנת 2000. לתנאי העסקתה ראה תקנה 21 בפרק ד'. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתה, תפקידה ואחריותה, תרומתה לשותפות, מעמדה, נסיונה, כישוריה הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות המדגם. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים לעיל ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

לגב' שדר טוביאס כישורים, מומחיות, בקיאות רבה וידע רב בענייני השותפות במיוחד בהיבטים המשפטיים, הממשל התאגידי ומכלול הדיווחים הנדרשים על פי דין והינה בעלת ניסיון רב שנים בתחום עיסוקה. הדירקטוריון דן בתרומתה הרבה להשגת יעדי השותפות בראיית ההיבטים המשפטיים ובשים לב לפעילותה הדינאמית ורווית האתגרים של השותפות, לניהול עבודת הדירקטוריון בדגש על התחום המשפטי, לסוגיות משפטיות ותאגידיות ולדיווחי השותפות לבורסה ולרשות ני"ע.

התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, ממענק שנתי לפי שיקול דעת הדירקטוריון ומערבות להלוואה לרכישת ניירות ערך של השותפות ושל אבנר בתנאי Non Recourse. מנגנון התגמול מבוסס המניות והמענק, מגבירים את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית, קושרת את מקבלת התגמול באופן ישיר לתוצאותיה, למצבה הפיננסי ומחייבת רציפות של הישגים וצמיחה.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתה, של גב' שדר טוביאס לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר. טרם נידון ואושר מענק לגב' שדר טוביאס בגין שנת 2014.

מר יהודה סבן

מכהן כסמנכ"ל כלכלה ורגולציה החל מחודש דצמבר 2011. לתנאי העסקתו ראה תקנה 21 בפרק ד'. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ואחריותו, תרומתו לשותפות, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות המדגם. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים לעיל ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

מר סבן הינו בעל ידע וכישורים בתחום העסקתו, ותרומתו חשובה בתקופה מורכבת ומרובת אתגרים בתחום הרגולטורי, עמם מתמודדת השותפות.

התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, ממענק שנתי לפי שיקול דעת הדירקטוריון ומאופציות פאנטום. מנגנון התגמול מבוסס המניות והמענק, מגבירים את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית, קושרת את מקבל התגמול באופן ישיר לתוצאותיה, למצבה הפיננסי ומחייב רציפות של הישגים וצמיחה.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתו, של מר סבן לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר.

ביום 18.3.2015 הודיעה השותפות על סיום כהונתו של מר סבן, בתוקף מיום 15.5.2015.

7. הליך אישור הדוחות הכספיים

דירקטוריון השותף הכללי הוא האורגן המופקד על בקרת העל בשותפות. תקנות החברות (הוראות ותנאים לעניין הליך אישור הדוחות הכספיים), תש"ע-2010 אינן חלות על השותפות, ואולם יחד עם זאת, יצוין כי בשנת 2008 מינה דירקטוריון השותף הכללי ועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותפות (להלן: "ועדת מאזן"), הממליצה בפניו על אישור הדוחות הכספיים וזאת לאחר שדנה בהם קודם להצגתם ולאישורם בדירקטוריון. לאחר כניסתו לתוקף של החוק לתיקון פקודת השותפויות החל על השותפות כאמור ברישא לחלק השלישי תחול חובה למינוי ועדה לאישור הדוחות הכספיים, וזאת עד ליום 23.8.2015, ולעניין זה יחולו הוראות חוק החברות, בשינויים המחויבים ועדת המאזן כוללת את חברי הדירקטוריון ה"ה עמוס ערן, יעקב פרידגוט ואורי וולף. מר עמוס ערן - יו"ר הועדה הינו בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית. לשיבות ועדת המאזן, כמו גם לשיבות הדירקטוריון בהן נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים, מוזמנים רואה החשבון המבקר של השותפות, והמבקר הפנימי. ועדת המאזן בוחנת את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, לרבות עסקאות שאינן במהלך העסקים הרגיל, ככל שישנן, את ההערכות המהותיות והאומדנים הקריטיים שישמשו בדוחות הכספיים, את סבירות הנתונים, את המדיניות החשבונאית שישומה ושינויים שחלו בה ואת יישום עקרון הגילוי הנאות בדוחות הכספיים ובמידע הנלווה. במקרה הצורך ולפי דרישתה, ניתנות לוועדת המאזן סקירות מקיפות בעניינים בעלי השפעה מהותית במיוחד. במסגרת הליך אישור הדוחות הכספיים של השותפות על ידי דירקטוריון השותף הכללי, מועברת טיוטת הדוחות הכספיים, טיוטת דוח הדירקטוריון, וטיוטת פרק א' (תיאור עסקי התאגיד) לדוח התקופתי השנתי והעדכונים לו (בדוחות הרבעוניים), לעיונם של חברי הדירקטוריון ולמפקח, מספר ימים לפני מועד הישיבה הקבועה לאישור הדוחות. במהלך ישיבת הדירקטוריון בה נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים סוקרים נושאי משרה בשותף הכללי, באופן מפורט את עיקרי הדוחות הכספיים, את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, את התוצאות הכספיות, את המצב הכספי ותזרים המזומנים של השותפות וכן מוצגים נתונים על פעילות השותפות תוך השוואה לתקופות קודמות. שניים מתוך שבעה חברי הדירקטוריון הינם בעלי מומחיות חשבונאית ופיננסית. כמו כן, יו"ר ועדת המאזן מדווח בישיבת הדירקטוריון על דיוני הועדה ועל המלצותיה בעניין הדוחות הכספיים והכנתם.

בישיבת הדירקטוריון בה נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים מוזמן ונוכח רואה החשבון המבקר של השותפות והשותף הכללי הנותן גם הוא סקירה של הדוחות הכספיים ועומד לרשות חברי הדירקטוריון בכל שאלה והבהרה באשר לדוחות טרם אישורם. כמו כן נוכחים מנכ"ל השותף הכללי, המשנה למנכ"ל לענייני כספים, המנהל הפיננסי, החשב, מבקר הפנים והיועצת המשפטית הראשית. לאחר הדיון כאמור, מתקיימת הצבעה לאישור הדוחות הכספיים.

בישיבת ועדת המאזן של השותף הכללי שהתקיימה ביום 10 במרץ 2015 השתתפו חברי ועדת המאזן – ה"ה עמוס ערן, יעקב פרידגוט ואורי וולף. בנוסף, השתתפו מר גדעון תדמור - יו"ר הדירקטוריון, מר יוסי אבו - מנכ"ל, מר יוסי גבורה - משנה למנכ"ל לענייני כספים, ירון זוארץ - המנהל הפיננסי, טל לוי - חשב, עו"ד עירית שדר טוביאס - סמנכ"ל, יועצת משפטית ראשית ומזכיר השותפות ונציג ממשד רואה החשבון המבקר. בישיבה נדונו בפירוט הדוחות הכספיים ולאחר הדיון, החליטה הועדה להמליץ לדירקטוריון לאשר את הדוחות הכספיים.

בישיבת דירקטוריון השותף הכללי מיום 15 במרץ, 2015 בה נדונו בהרחבה הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31 בדצמבר, 2014, השתתפו חברי הדירקטוריון: גדעון תדמור - יו"ר, עמוס ערן, אורי וולף, אסי ברטפלד, גבי לסט, יעקב פרידגוט וכרמית אלרואי. בנוסף השתתפו נושאי המשרה: המנכ"ל, המשנה למנכ"ל לענייני כספים, המנהל הפיננסי, החשב, היועצת המשפטית הראשית ומזכיר השותפות, מבקר הפנים, נציגת המפקח והנאמן - רוי"ח מיכה בלומנטל ביחד עם פהאן קנה ושות', רואי חשבון, נציג ממשד רואה חשבון של השותפות - זיו האפט.

בישיבת דירקטוריון השותף הכללי מיום 18 במרץ, 2015 אושרו הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31 בדצמבר, 2014. השתתפו חברי הדירקטוריון: גדעון תדמור - יו"ר, עמוס ערן, אורי וולף, אסי ברטפלד, גבי לסט, יעקב פרידגוט וכרמית אלרואי. בנוסף השתתפו נושאי המשרה: המנכ"ל, המשנה למנכ"ל לענייני כספים, המנהל הפיננסי, החשב, היועצת המשפטית הראשית ומזכיר השותפות, מבקר הפנים, נציגת המפקח והנאמן - רוי"ח מיכה בלומנטל ביחד עם פהאן קנה ושות', רואי חשבון, נציג ממשד רואה חשבון של השותפות - זיו האפט.

8. מדיניות השותפות בעניין עסקאות זניחות

ביום 5 באוגוסט 2008 נכנס לתוקפו תיקון לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל - 1970 (להלן: "תקנות הדיווח"). במסגרת התיקון הורחבו, בין היתר, חלק מחובות הדיווח החלות על תאגידים מדווחים בקשר עם עסקאות עם בעל שליטה או עסקאות עם אדם אחר שלבעל שליטה יש בהן עניין אישי (להלן: "עסקאות בעל שליטה"), גם לעסקאות אשר אינן עסקאות חריגות, כהגדרת מונח זה בחוק החברות, זאת למעט עסקאות אשר לגביהן נקבע בדוחות הכספיים האחרונים כי הן זניחות. ביום 11 במרץ 2009 החליט דירקטוריון השותף הכללי לאמץ לראשונה קיום מנחים וכללים לשם סיווגה של עסקה כעסקה זניחה כאמור בתקנות הדיווח הן בקשר עם עסקאות עם בעלי עניין המפורטות בדוחות הכספיים והן בקשר עם עסקאות בעלי שליטה, אשר עודכנו ביום 27 במרץ 2011. ביום 6 במרץ 2014 החליט דירקטוריון השותף הכללי לעדכן את הקווים המנחים והכללים לשם סיווגה של עסקה כעסקה זניחה כמפורט להלן ואלה הכללים התקפים במועד דוח זה.

דירקטוריון השותף הכללי קבע כי עסקה תחשב כעסקה זניחה אם יתקיימו בה כל התנאים הבאים :

- א. היא איננה 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 הינו בשיעור של פחות מ- 0.8% אחוז או סך של \$1,000,000, לפי הנמוך מבין השניים, תיחשב העסקה כזניחה :
 - 1) ברכישה/מכירה של נכס קבוע - היקף הנכס נשוא העסקה חלקי סך הנכסים על-פי הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים, לפי הענין.
 - 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 הענין.
 - 5) עסקאות ביטוח - תיבחן הפרמיה כסכום העסקה, להבדיל מהיקף הכיסוי הביטוחי הניתן.
- ג. במקרים בהם, לפי שיקול דעת השותף הכללי, כל אמות המידה הנ"ל אינן רלבנטיות לעסקה הנדונה, יקבע השותף הכללי אמת מידה אחרת ובלבד שהיקף העסקה לא יעלה על הכללים שנקבעו לעיל.
- ד. העסקה הינה זניחה גם מבחינה איכותית.
- ה. בבחינת זניחותה של עסקה אשר אמורה להתרחש בעתיד יש לבחון, בין היתר, את מידת הסבירות להתממשותה.
- ו. לצורך דיווח מיידי תיבחן זניחותה של כל עסקה בנפרד.
- ז. לצורך הדוח התקופתי תיבחן זניחותה של עסקה על בסיס שנתי תוך צירוף כלל העסקאות מאותו סוג שנעשו עם בעל העניין או בעל השליטה, לפי העניין, בשנת הדוח.
- ח. בעסקאות רב שנתיות (לדוגמא השכרת נכס למספר שנים) תיבחן זניחות העסקה על בסיס שנתי (היינו בדוגמא דלעיל ייבחנו דמי השכירות השנתיים).
- ט. כל עסקה תיבחן בפני עצמה, אולם זניחותן של עסקאות שלובות או מותנות תיבחנה באופן מצרפי. עסקאות שנעשות בתדירות גבוהה במהלך השנה ובסמיכות זמנים אחת לשנייה, תיחשבה כעסקאות שלובות.
- במקרים בהם תתעוררנה שאלות לגבי יישום הקריטריונים דלעיל, יפעיל השותף הכללי שיקול דעת ויבחן את זניחות העסקה על בסיס תכלית תקנות הדיווח והכללים והקווים המנחים דלעיל.

9. תוכנית אכיפה פנימית

השותפות אימצה תוכנית אכיפה פנימית בתחום ניירות הערך בהתאם לקריטריונים אותם פרסמה רשות ניירות ערך ביום 15 באוגוסט 2011. במסגרת זו נערך סקר ציות, הוכנו ו/או רוענו נהלים קיימים ומונתה ממונה על האכיפה הפנימית ועדת אכיפה.

1. אירועים לאחר תאריך המאזן

ראה ביאור 22 לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

2. אומדנים חשבונאיים קריטיים

ראה ביאור 2 יד לדוחות הכספיים המצורפים בהמשך.

**חלק חמישי - פרטים בדבר תעודות התחייבות אשר הנפיקה חברת דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ
(חברה בבעלות משותפת של השותפות ואבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת, להלן "חברת האג"ח") (באלפי דולר)**

<u>סדרת אגרות החוב</u>	<u>2016</u>	<u>2018</u>	<u>2020</u>	<u>2023</u>	<u>2025</u>
ערך נקוב במועד ההנפקה ¹	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000
מועד ההנפקה	19/05/2014	19/05/2014	19/05/2014	19/05/2014	19/05/2014
ערך נקוב ליום 31/12/14	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000
ערך נקוב צמוד ליום 31/12/14	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000
ערך בספרי השותפות ליום 31/12/14	199,277	198,552	197,827	196,737	196,011
שווי בורסה ליום 31/12/14 ^{2 3}	199,672	200,826	200,128	200,930	200,514
שיעור הריבית לשנה	2.803%	3.839%	4.435%	5.082%	5.412%
מועד תשלום הקרן	30/12/2016	30/12/2018	30/12/2020	30/12/2023	30/12/2025
מועדי תשלום הריבית	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2016	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2018	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2020	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2023	ריבית חצי שנתית אשר תשולם בכל 30 ביוני ובכל 30 בדצמבר החל ממועד ההנפקה בשנים 2014-2025
בסיס הצמדה מדד בסיס	אין				
זכות המרה	אין				
זכות לפירעון מוקדם או המרה כפויה ⁴	זכות לפירעון מוקדם				
ערבות לתשלום ההתחייבות	ראה ביאור 9 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.				

¹ הערך הנקוב בספרי חברת האג"ח. בספרי השותפות ערכן של ההתחייבויות בגין אגרות החוב מוצג על פי שיעור חלקה של השותפות (50%).

² חלקה של השותפות.

³ אגרות החוב נסחרות בישראל במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך.

⁴ לכל אחת מהשותפויות הזכות לבצע בכל עת פירעון מוקדם של ההלוואה, כולה או חלקה, בכפוף לעמלת פירעון מוקדם. פירעון מוקדם בעקבות אירועים שנקבעו באגרות החוב, יכול שייעשו ללא עמלת פירעון מוקדם.

HSBC BANK USA, NATIONAL ASSOCIATION	שם הנאמן
Jane Yang	שם האחראי בחברת הנאמנות
HSBC Bank USA, National Association, as TRUSTEE 452 5th Avenue, 8E6 New York, NY 10018 CTLANYDealManagement@us.hsbc.com	כתובת הנאמן ודוא"ל
Moody's: Baa3 S&P: BBB- Midroog Ltd: Aa2 Standard & Poor's Maalot: ilAA	דירוג למועד ההנפקה
Moody's: Baa3 S&P: BBB- Midroog Ltd: Aa2 Standard & Poor's Maalot: ilAA	דירוג למועד הדוח ⁵
כן	האם החברה עמדה עד ליום 31/12/14 ובמהלך שלושת החודשים שהסתיימו באותו המועד בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטר הנאמנות
לא	האם התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת איגרות החוב לפרעון מיידי
ראה ביאור 9 לדוחות הכספיים המצורפים להלן.	שיעבודים להבטחת אגרות החוב

⁵ ראה דיווחים מיידיים של השותפות מהימים 29.4.2014, 5.5.2014, 29.5.2014, 8.6.2014 (מספרי אסמכתאות: 2014-01-053025, 2014-01-057483, 2014-01-077676, 2014-01-084870, בהתאמה) וכן דוחות מיידיים של השותפות מיום 17.6.2014 (מס' אסמכתאות: 2014-01-093135, 2014-01-093132).

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

גדעון תדמור
יו"ר הדירקטוריון

דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
בשם: דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

נספח לדוח הדירקטוריון
נתונים בקשר עם דלק אבנר (תמר בונד) בע"מ

בהמשך לאמור בביאור 9 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>31.12.2013</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Assets:		
Current Assets:		
Short term Bank deposits	-	34,742
Shareholders	*	*
	<u>*</u>	<u>34,742</u>
Noncurrent Assets:		
Loans to shareholders	-	2,000,000
Long term bank deposits	-	100,041
	<u>-</u>	<u>2,100,041</u>
	<u>*</u>	<u>2,134,783</u>
Liabilities and Equity:		
Current Liabilities:		
Related parties	-	34,783
	<u>-</u>	<u>34,783</u>
Noncurrent Liabilities:		
Bonds	-	2,000,000
Loans from shareholders	-	100,000
	<u>-</u>	<u>2,100,000</u>
Equity	<u>*</u>	<u>*</u>
	<u>*</u>	<u>2,134,783</u>

* Less than \$1,000.

Statements of Comprehensive Income (Expressed in US\$ Thousands)

	<u>For the</u>	<u>For the</u>
	<u>Period from</u>	<u>Period Ended</u>
	<u>April 25,</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>2013 Until</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>Audited</u>	<u>Audited</u>
Financial expenses	-	53,182
Financial income	-	(53,182)
Total comprehensive income	<u>-</u>	<u>-</u>

SPONSOR FINANCIAL DATA REPORT⁸

Cash flow for the period from May 19, 2014 – December 31, 2014

		Delek Drilling LP
	<u>Item</u>	<u>Quantity/Actual Amount (In thousands)</u>
A.	Total Offtake (BCM) (100%) ⁹	7.86
B.	Tamar Revenues (100%) ⁹	1,576,559
C.	Loss Proceeds, if any, paid to Revenue Accounts	-
D.	Sponsor Deposits, if any, into Revenue Accounts	-
E.	Gross Revenues (before Royalties)	164,350
F.	Overriding Royalties	
	(a) Statutory Royalties	(16,244)
	(b) Third Party Royalties	(5,009)
G.	Net Revenues	143,097
H.	Costs and Expenses (Income):	
	(a) Fees Under the Financing Documents (Interest Income)	(1)
	(b) Taxes	-
	(c) Operation and Maintenance Expenses	(19,863)
	(d) Capital Expenditures	(10,855)
	(e) Payments under the Tamar FUA	(13,194)
	(f) Insurance – income	(23)
I.	Total Costs and Expenses (sum of Items H(a), (b), (c), (d), (e) and (f)) ¹⁰	(43,936)
J.	Total Cash Flows Available for Debt Service (Item G minus Item H)	99,161
K.	Total Debt Service (Interest Expense)	(26,537)

⁸ הדוח הנ"ל נמסר לנאמן אגרות החוב על בסיס רבעוני ושנתי, מייצג את תזרים המזומנים הנובע לשותפות מפרויקט תמר אל מול הסכומים הנדרשים לשרות החוב בתקופה האמורה.

⁹ Sections A and B are based on 100% of Tamar partners for the entire period of January 1st – December 31st, 2014. Whereas Section C all data refers to movements in the Sponsor Accounts during the period May 19th – December 31st, 2014.

¹⁰ During the period approx. 21,237 USD 000's were paid directly by the sponsors and not from the Sponsor Accounts.



2014



Delek Drilling

דוחות כספיים
ליום 31.12.2014

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2014
באלפי דולר של ארה"ב

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2014
באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

1	דוח רואי החשבון המבקרים-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
7-81	ביאורים לדוחות הכספיים

דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי בהתאם לסעיף 9ב(ג) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970

1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של דלק קידוחים-שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") ליום 31 בדצמבר 2014. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפיסקה הבאה. הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי של השותפות אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדוח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות בהתבסס על ביקורתנו.

רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי שבוקרו נקבעו בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", על תיקוניו, (להלן: "תקן ביקורת 104"). רכיבים אלה הינם: 1. בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקורות כלליות של מערכות מידע. 2. בקורות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות 3. בקורות על גיוס וניהול אשראי מתאגידים בנקאיים ואגרות חוב (כל אלה יחד מכונים להלן: "רכיבי הבקרה המבוקרים").

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת 104. על-פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים, וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורתנו, לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבנו 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 2014.

ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2014 ו-2013 ולכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014 והדוח שלנו, מיום 18 במרץ 2015, כלל חוות דעת בלתי מסויגת על אותם דוחות כספיים.

תל אביב, 18 במרץ 2015

זיו האפט
רואי חשבון

תל אביב | ירושלים | חיפה | באר שבע | בני ברק | קרית שמונה | פתח תקווה | מודיעין עילית
03-6386868 | 02-6546200 | 04-8680600 | 077-7784100 | 073-7145300 | 077-5054906 | 077-7784180 | 08-9744111



משרד ראשי: בית אמות הביטוח, דרך מנחם בגין 48, תל אביב, 6618001 **דוא"ל:** bdo@bdo.co.il **בקר באתר שלנו:** www.bdo.co.il

BDO Israel, an Israeli partnership, is a member of BDO International Limited, a UK company limited by guarantee, and forms part of the international BDO network of independent member firms. BDO is the brand name for the BDO network and for each of the BDO Member Firms

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 2014 ו-2013 ואת הדוחות על הרווח הכולל, השינויים בהון השותפות ותזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014. 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 ולבצע 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 שישמשו 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 2014 ו-2013 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", על תיקוניו, רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2014, והדוח שלנו מיום 18 במרץ 2015 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

תל אביב, 18 במרץ 2015

זיו האפט
רואי חשבון

מודיעין עילית	פתח תקווה	קרית שמונה	בני ברק	באר שבע	חיפה	ירושלים	תל אביב
08-9744111	077-7784180	077-5054906	073-7145300	077-7784100	04-8680600	02-6546200	03-6386868



משרד ראשי: בית אמות הביטוח, דרך מנחם בגין 48, תל אביב, 6618001 **דוא"ל:** bdo@bdo.co.il **בקרו באתר שלנו:** www.bdo.co.il

BDO Israel, an Israeli partnership, is a member of BDO International Limited, a UK company limited by guarantee, and forms part of the international BDO network of independent member firms. BDO is the brand name for the BDO network and for each of the BDO Member Firms

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)

31.12.2013	31.12.2014	ביאור	
			נכסים:
			נכסים שוטפים:
32,196	85,330	3	מזומנים ושווי מזומנים
42,980	156,673	4	השקעות לזמן קצר
27,486	28,391	5	לקוחות
36,033	44,252	6	חייבים ויתרות חובה
954	-	21	נגזרים פיננסיים
<u>139,649</u>	<u>314,646</u>		
			נכסים לא שוטפים:
912,289	993,648	7	השקעות בנכסי נפט וגז
32,304	68,013	4	פקדונות בבנקים לזמן ארוך
1,235	-	19	מסים נדחים
3,858	-	21	נגזרים פיננסיים
15,585	559		נכסים אחרים לזמן ארוך
<u>965,271</u>	<u>1,062,220</u>		
<u>1,104,920</u>	<u>1,376,866</u>		
			התחייבויות והון:
			התחייבויות שוטפות:
380,812	-	א9	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
1,633	-	21	נגזרים פיננסיים
62,839	53,399	8	זכאים ויתרות זכות
<u>445,284</u>	<u>53,399</u>		
			התחייבויות לא שוטפות:
-	988,404	ב9	אגרות חוב
304,986	-	א9	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
24,170	33,202	10	התחייבויות אחרות לזמן ארוך
<u>329,156</u>	<u>1,021,606</u>		
		12	
64,931	64,931		הון:
5,606	6,691		הון השותפות
259,943	230,239		קרנות הון
<u>330,480</u>	<u>301,861</u>		יתרת רווחים
<u>1,104,920</u>	<u>1,376,866</u>		

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

18 במרץ 2015			
תאריך אישור הדוחות הכספיים	גדעון תדמור יו"ר הדירקטוריון	יוסי אבו מנכ"ל	יוסי גבורה משנה למנכ"ל לענייני כספים
דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
השותף הכללי	השותף הכללי	השותף הכללי	השותף הכללי

חלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על הרווח הכולל (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014		
				הכנסות:
116,463	204,897	230,089	13	ממכירת גז טבעי וקונדנסט
18,229	29,933	36,456	14	בניכוי תמלוגים
<u>98,234</u>	<u>174,964</u>	<u>193,633</u>		
				הוצאות ועלויות:
14,312	21,902	24,807	15	עלות הפקת הגז והקונדנסט
40,448	77,189	27,387		הוצאות פחת, אזילה והפחתות
				הוצאות חיפושי נפט וגז, ייעוץ גיאולוגי והוצאות ישירות
8,282	3,020	6,526	16	אחרות, נטו
480	480	480		הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
4,111	4,451	3,863	17	הוצאות הנהלה וכלליות
-	(16,333)	-		הכנסות אחרות
<u>67,633</u>	<u>90,709</u>	<u>63,063</u>		
<u>30,601</u>	<u>84,255</u>	<u>130,570</u>		רווח מפעולות רגילות
(8,967)	(31,345)	(58,675)	18	הוצאות מימון
908	7,265	2,245	18	הכנסות מימון
<u>(8,059)</u>	<u>(24,080)</u>	<u>(56,430)</u>		הוצאות מימון, נטו
22,542	60,175	74,140		רווח לפני מסים
(7,902)	975	(3,685)	19	היטל רווחי נפט
<u>14,640</u>	<u>61,150</u>	<u>70,455</u>		רווח כולל
<u>0.027</u>	<u>0.112</u>	<u>0.129</u>		רווח ליחידת השתתפות (בדולר)
<u>546,967</u>	<u>546,967</u>	<u>546,967</u>		מספר יחידות השתתפות המשוקלל
				לצורך החישוב הנ"ל (באלפים)

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
דוחות על השינויים בהון השותפות (באלפי דולר)

הון השותפות	קרן הון בגין פדיון יחידות השתתפות	קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו	יתרת רווחים	סך-הכל
יתרה ליום 1 בינואר 2012	64,931	1,631	1,129	184,363
				252,054
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2012:				
רווח כולל	-	-	-	14,640
קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ביאור ז12)	-	-	1,535	1,535
יתרה ליום 31 בדצמבר 2012	64,931	1,631	2,664	199,003
				268,229
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2013:				
רווח כולל	-	-	-	61,150
קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ביאור ז12)	-	-	1,311	1,311
רווחים שחולקו (ביאור ג12)	-	-	(210)	(210)
יתרה ליום 31 בדצמבר 2013	64,931	1,631	3,975	259,943
				330,480
שינויים בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014:				
רווח כולל	-	-	-	70,455
קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ביאור ז12)	-	-	1,085	1,085
רווחים שחולקו (ביאור ג12)	-	-	(100,159)	(100,159)
יתרה ליום 31 בדצמבר 2014	64,931	1,631	5,060	230,239
				301,861

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוחות על תזרימי המזומנים (באלפי דולר)

לשנה שהסתיימה ביום

31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014
14,640	61,150	70,455
43,297	88,200	36,986
5,969	(7,204)	1,322
2,563	(5,742)	3,179
350	(368)	2,785
-	-	1,254
51	455	(400)
1,535	1,311	1,085
-	(16,333)	-
(3,803)	(11,982)	(905)
(19,382)	7,088	2,193
2,850	6,234	(17,427)
33,430	61,659	30,072
48,070	122,809	100,527
(286,405)	(116,438)	(76,420)
(72,934)	(100,421)	(12,875)
-	-	(559)
(19,851)	(2,298)	(119,947)
-	(32,304)	(63,872)
12,369	-	28,163
-	-	5,000
16,098	34,466	(14,999)
-	-	19,808
(350,723)	(216,995)	(235,701)
98,000	-	-
(83,400)	(14,600)	-
30,383	-	-
544,965	199,189	-
(224,965)	-	-
(68,662)	(73,730)	(698,825)
-	-	987,292
-	(210)	(100,159)
296,321	110,649	188,308
(6,332)	16,463	53,134
22,065	15,733	32,196
15,733	32,196	85,330
60,516	10,418	19,013
11,808	6,903	337
-	34,891	-
5,684	3,924	6,319
34,652	35,635	54,831
316	350	2,645
5,457	5,595	-

תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:

רווח לשנה
התאמות בגין:
פחת, אזילה והפחתות
מסים נדחים, נטו
שינוי בשווי הוגן של נגזרים פיננסיים, נטו
עליית (ירידת) ערך התחייבויות אחרות לזמן ארוך בגין סילוק נכסים
שערוך השקעות לזמן קצר
הוצאות (הכנסות) בגין שערוך תשלום מבוסס מניות
הטבות מבעל שליטה שנכללו בהוצאות כנגד קרן הון
רווח מהחכרת נכסים

שינויים בסעיפי רכוש והתחייבויות:

עליה בלקוחות
ירידה (עליה) בחייבים ויתרות חובה
עליה (ירידה) בזכאים ויתרות זכות

מזומנים, נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים מפעילות השקעה:

השקעה בנכסי נפט וגז
השקעה בנכסי חיפוש והערכה
השקעה בנכסים אחרים לזמן ארוך
גידול בהשקעות לזמן קצר
הפקדה בפקדונות בבנקים לזמן ארוך
פרעון פקדונות בבנקים לזמן ארוך
תמורה מממוש השקעות לזמן קצר
ירידה (עליה) בחייבים - מפעילת העסקאות המשותפות
תמורה מהחכרת נכסי נפט וגז, נטו

מזומנים, נטו ששימשו לפעילות השקעה

תזרימי מזומנים מפעילות מימון:

קבלת הלוואות מהחברה האם לזמן קצר
פרעון הלוואות מהחברה האם לזמן קצר
קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים לזמן קצר (בניכוי עמלות)
קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים לזמן ארוך (בניכוי עמלות)
פרעון הלוואות מתאגידים בנקאיים לזמן קצר
פרעון הלוואות מתאגידים בנקאיים לזמן ארוך (כולל חלויות שוטפות)
הנפקת אגרות חוב בניכוי עמלות
רווחים שחולקו

מזומנים, נטו שנבעו מפעילות מימון

עליה (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 לזכאים
השקעות בנכסי חיפוש והערכה כנגד התחייבויות לזכאים
החכרת נכסים כנגד חייבים
מחויבות בגין סילוק נכסים כנגד נכסי נפט וגז

נספח ב' - מידע נוסף על תזרימי מזומנים:

ריבית ששולמה (כולל ריבית שהוונה)

ריבית שהתקבלה

היטל רווחי נפט וגז ששולם

הביאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

ביאור 1 - כללי:

א. דלק קידוחים - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") נוסדה על-פי הסכם שותפות מוגבלת מיום 1 ביולי 1993 בין דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ כשותף כללי מצד אחד ובין דלק נאמנויות קידוחים בע"מ (בעל ענין של השותף הכללי) כשותף מוגבל מצד שני.

השותף המוגבל, דלק נאמנויות קידוחים בע"מ (להלן: "הנאמן"), משמש כנאמן עבור בעלי יחידות ההשתתפות, וזאת תחת פיקוחו של המפקח רו"ח מיכה בלומנטל ביחד עם פאהן קנה ושות', רואי חשבון (להלן ביחד: "המפקח"). למפקח הוענקו בהסכם השותפות המוגבלת סמכויות פיקוח מסוימות.

חברת האם של השותפות היא דלק מערכות אנרגיה בע"מ (להלן: "חברת האם") וחברת האם הסופית של השותפות היא קבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק").

יחידות ההשתתפות בשותפות נרשמו למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב והחלו להיסחר החל משנת 1993.

כתובת המשרד הרשום של השותפות הינה אבא אבן 12, הרצליה.

ב. השותפות עוסקת בעיקר בהפקה ומכירה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר, בהרחבת מערך ההפקה של פרויקט תמר באמצעות מערכת מדחסים, בפעילות הערכה, בחינה ותכנון של פיתוח המאגרים שנתגלו במים הכלכליים של ישראל וקפריסין ובראשם פרויקט לויתן ופרויקט אפרודיטה, בקידום ותכנון הרחבת פרויקט תמר ובפעילות חיפושים ברשיונות בהם מחזיקה השותפות. השותפות מכירה בהכנסות והוצאות מפרויקט "תמר" החל מחודש אפריל 2013.

הכנסות השותפות ממכירת גז מושפעות בעיקר מהיקף הצריכה של גז טבעי על ידי חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל") (ראה ביאור 11ה).

ג. הנתונים הכספיים בדוחות הכספיים של העסקאות המשותפות אשר משמשים את השותפות בעריכת דוחותיה הכספיים, מבוססים על מסמכים ונתונים חשבונאיים שהומצאו לעסקאות המשותפות על ידי מפעילת העסקאות המשותפות (להלן: "נובל" או "המפעילה").

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

א. **הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):**

הדוחות הכספיים מצייתים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים.

ב. עקרונות עריכת דוחות כספיים:

הדוחות הכספיים השנתיים כוללים את הגילוי הנוסף הנדרש לפי תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התשי"ע - 2010.

הדוחות הכספיים מוצגים בהתאם למטבע ההצגה דולר של ארה"ב (ראה פסקה ג להלן), כאשר כל הערכים עוגלו לאלף הקרוב, אלא אם צוין אחרת.

המדיניות החשבונאית המוצגת בביאור זה יושמה באופן עקבי בכל תקופות הדיווח המוצגות בדוחות הכספיים.

הדוחות הכספיים נערכו תוך יישום עקרון העלות למעט לגבי נכסים והתחייבויות אשר נמדדים בשווי הוגן.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

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.
2. מטבע ההצגה: הדוחות הכספיים של השותפות מוצגים במטבע הדולר של ארה"ב. כל עסקה שאינה במטבע הפעילות של השותפות הינה עסקה במטבע חוץ. ראה פסקה ה להלן.

ד. עסקאות משותפות וחברות יעודיות SPC:

1. עסקה משותפת מהווה הסדר חוזי, אשר על-פיו, שני צדדים או יותר נוטלים על עצמם פעילות כלכלית הכפופה לשליטה 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, נראה כי אינן מקיימות את הגדרת שליטה משותפת בהתאם ל- IFRS 11 (אשר החליף את IAS 31). למרות זאת, בחינת עסקאות אלה מלמדת כי לעסקאות עצמן אין זכויות כלשהן בנכסים והעסקאות אינן מתחייבות בהתקשרויות בשם המשותפים. ההתקשרויות נערכות בין המשותפים ישירות לבין צד ג'. כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות מהעסקה.
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. הדוחות הכספיים של השותפות כוללים את חלקה של השותפות בנכסים ובהתחייבויות שנוצרו בעקבות גיוסי כספים שבוצעו באמצעות חברות יעודיות (SPC) - Special Purpose Company - אשר הוקמו לצורך גיוס הכספים.

ה. עסקאות במטבע חוץ:

- עסקה הנקובה במטבע חוץ נרשמה, בעת ההכרה לראשונה, במטבע הפעילות, תוך שימוש בשער החליפין המיידי 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;
 - פריטים לא כספיים שנמדדים בשווי הוגן במטבע חוץ תורגמו תוך שימוש בשער החליפין במועד מדידת השווי ההוגן.
- 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.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

1. הצמדה:

נכסים והתחייבויות הצמודים למדד המחירים לצרכן נכללים לפי המדד המתאים לגבי כל נכס או התחייבות.

2. שווי מזומנים:

כשווי מזומנים נחשבות השקעות לזמן קצר (עד שלושה חודשים ממועד הרכישה) ברמת נזילות גבוהה הכוללות, בין היתר, פקדונות לזמן קצר שהופקדו בבנקים ושאינם מוגבלים בשימוש ושאינם משועבדים, אשר ניתנים להמרה בנקל לסכומים ידועים של מזומנים ואשר חשופים לסיכון בלתי משמעותי של שינויים בשווי.

ח. מכשירים פיננסיים:

1. נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי הוכר כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר. נכס פיננסי הוכר לראשונה בהתאם לשווי ההוגן בתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לרכישה או להנפקה של הנכס הפיננסי, למעט נכסים פיננסיים אשר נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

להלן הנכסים הפיננסיים הכלולים בספרי השותפות והטיפול החשבונאי הננקט בקשר אליהם:

(א) נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד כוללים נכסים פיננסיים מוחזקים למסחר ונכסים פיננסיים שיועדו בעת ההכרה הראשונית בהם בשווי הוגן דרך רווח או הפסד. נכסים פיננסיים בקבוצה זו נמדדים בשווי הוגן כאשר השינויים בשווי ההוגן נזקפים לרווח או הפסד לתקופה. עלויות עסקה המיוחסות לנכסים אלה מוכרות ברווח או הפסד בעת התהוותן.

(ב) הלוואות וחייבים (לרבות פקדונות בבנקים):

נכסים פיננסיים, שאינם נגזרים, בעלי תשלומים קבועים או שניתנים לקביעה ושאינם מצוטטים בשוק פעיל. הלוואות וחייבים נמדדים לראשונה בשווי הוגן בתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין. לאחר ההכרה לראשונה, נכסים אלה נמדדים בעלותם המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית בניכוי הפרשות לירידת ערך.

2. התחייבויות פיננסיות:

התחייבות פיננסית הוכרה כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר.

התחייבות פיננסית הוכרה לראשונה בהתאם לשווייה ההוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לנטילה או להנפקה של ההתחייבות הפיננסית למעט התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

התחייבויות פיננסיות מסווגות למספר קבוצות: התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת.

בספרי השותפות קיימות התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת, כדוגמת התחייבות לתאגידים בנקאיים ואגרות חוב, והן, נמדדות לראשונה בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין. לאחר ההכרה לראשונה, התחייבויות אלה נמדדות בעלותן המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ח. מכשירים פיננסיים (המשך):

3. ירידת ערך נכסים פיננסיים:

השותפות בוחנת בכל תאריך מאזן אם קיימת ראייה אובייקטיבית לירידת ערך של נכס פיננסי או של קבוצת נכסים פיננסיים. במידה וקיימת ראייה אובייקטיבית כאמור, הטיפול כלהלן:

ירידת ערך של נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת:

סכום ההפסד הינו ההפרש שבין ערכו של הנכס בספרים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים (למעט הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו) מהנכס, המהוונים בשיעור הריבית האפקטיבי המקורי של הנכס הפיננסי. סכום ההפסד מוכר ברווח או הפסד.

לעניין לקוחות, הפרשה לחובות מסופקים מוכרת כאשר קיימת ראייה אובייקטיבית לכך שהשותפות לא תוכל לגבות את הסכומים להם היא זכאית.

אם בתקופה עוקבת הסכום של הפסד מירידת ערך קטן וניתן לייחס את הקיטון באופן אובייקטיבי לאירוע שהתרחש לאחר שהוכרה ירידת הערך, ההפסד מירידת הערך שהוכר קודם לכן מבוטל, ובתנאי שהביטול לא גורם לכך שהערך בספרים של הנכס הפיננסי יהיה גבוה מהעלות המופחתת שהיתה צריכה להיות במועד ביטול ירידת הערך אילו לא היו מכירים בירידת הערך ברווח או הפסד.

4. נגזרים:

נגזרים נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

5. קיזוז מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מוצגים בדוח על המצב הכספי בסכום נטו, אם, ורק אם, קיימת לשותפות באופן מיידי זכות משפטית ניתנת לאכיפה לקיזוז הסכומים וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס וההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות בו זמנית.

6. גריעת מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי נגרע מהדוח על המצב הכספי כאשר הזכויות החוזיות לתזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי למועד המאזן פוקעות או כאשר השותפות העבירה את הנכס הפיננסי אם באמצעות העברת הזכויות החוזיות לקבל תזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי ואם באמצעות נטילת מחויבות חוזית לשלם תזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי, לצד אחר, אותם קיבלה השותפות מאותו נכס פיננסי, וזאת בהתקיים תנאים מסוימים.

התחייבויות פיננסיות:

התחייבות פיננסית נגרעת מהדוח על המצב הכספי כאשר ההתחייבות נפרעת, מבוטלת או פוקעת.

ט. הפרשות:

השותפות רושמת הפרשות בדוחות הכספיים כאשר, קיימת לה מחויבות (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירועי עבר וצפוי שיידרש תזרים שלילי של משאבים המגלמים הטבות כלכליות כדי לסלקה וכן ניתן לערוך אומדן מהימן של סכום המחויבות. הסכום המוכר כהפרשה הינו האומדן הטוב ביותר של הוצאה הנדרשת לסילוק המחויבות הקיימת בתאריך המאזן.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

י. הוצאות חיפוי נפט וגז ופיתוח מאגרים מוכחים:

1. המדיניות החשבונאית לגבי הטיפול בהשקעות בחיפוי 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 ספיציפי.

ב) השקעות בקידוחי נפט וגז, בשלבי קידוח במאגרים שטרם הוכח כי הם בלתי מסחריים, סווגו כ"נכסי חיפוש והערכה", ומוצגים לפי העלות (ראה ביאור 7).

ג) השקעות בקידוחי נפט וגז, בגין מאגרים שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים, מופחתות במלואן מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" להוצאות ברווח או הפסד.

ד) השקעות בקידוחי נפט וגז בגין מאגרים לגביהן נקבע שקיימות היתכנות טכנית ויכולת קיום מסחרית של הפקת גז או נפט (אשר נבחנות במכלול של אירועים ונסיבות שעיקרן קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט לכך שהמאגר הינו ממצא מסחרי, ו/או קבלת שטר חזקה מהממונה בשטח הרישיון) מסווגים, בכפוף לביצוע בחינה לירידת ערך, מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" לסעיף "נכסי נפט וגז", ומוצגים בדוח על המצב הכספי לפי העלות (ראה ביאור 7). נכסי נפט וגז כאמור, הכוללים, בין היתר, עלויות תכנון הנדסי, קידוחי פיתוח, רכישה והקמה של מתקני הפקה וצנרת להולכת הגז והקמת תחנת קבלה, מופחתים לרווח והפסד החל ממועד ההפקה המסחרית על בסיס כמות ההפקה בתקופת הדיווח ביחס לסך העתודות המוכחות באותו נכס גז או נפט, כפי שהוערכו על-ידי מומחה.

ה) 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 לתקן חשבונאות בינלאומי 36 (ראה פסקה יג להלן).

ו) 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 והמשוייכות לזכויות שנותרות בידי המעביר.

בהסכמים בהם השותפות היא המעבירה: השותפות לא תרשום כל הוצאה אשר הוצאה על-ידי הנעבר והיא תכיר ברווח או בהפסד מהסכם ההצטרפות בגובה ההפרש שבין התמורה שהתקבלה או שהיא זכאית לקבל לבין הערך בספרים של הזכויות שנגרעו.

2. עלויות בגין מחויבות לסילוק נכסים:

השותפות מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נמדדת לראשונה בערכה הנוכחי כנגד נכס, וההוצאות הנובעות משיערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. הנכס נמדד לראשונה בערכו הנוכחי והוא מופחת לרווח והפסד החל ממועד ההפקה המסחרית על בסיס כמות ההפקה בתקופת הדיווח ביחס לסך העתודות המוכחות, כפי שהוערכו על-ידי מומחה. שינויים בעיתוי ובסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות וכן שינויים בשיעורי ההיוון, מתווספים או נגרעים מהנכס בתקופה השוטפת במקביל לשינוי בהתחייבות (שיעורי ההיוון ששימשו לשערוך התחייבויות לסילוק הנכסים נעים בין 4.75% ל- 4.9% לשנה). בסעיפי הדוח על המצב הכספי רשומות יתרת התחייבות (בסעיף "התחייבויות אחרות לזמן ארוך") ויתרת נכס לאחר הפחתה (בסעיף "השקעות בנכסי נפט וגז").

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יא. עלויות אשראי:

עלויות אשראי מוכרות כהוצאה בתקופת התהוותן, למעט מקרים בהם ניתן לייחסן ישירות לרכישה, להקמה או לייצור של נכסים כשירים, אז עלויות אלה מהוות לעלות אותם הנכסים על פני תקופת ההקמה. היוון עלויות אשראי כחלק מעלות נכס כשיר יחל כאשר השקעות בגין הנכס מתהוות, עלויות אשראי מתהוות וכן הפעילויות הנדרשות לשם הכנת הנכס לשימוש המיועד או למכירתו הינן בתהליך. השותפות מפסיקה להוון עלויות אשראי כאשר באופן מהותי כל הפעילויות הנדרשות לשם הכנת הנכס הכשיר לשימוש המיועד או למכירתו הושלמו.

יב. הכרה בהכנסה:

- (1) הכנסות ממכירת גז נזקפות בעת העברתו ללקוח.
- (2) הכנסות השותפות כוללות רק הטבות כלכליות שמקבלת השותפות ו/או זכאית לקבל בעבור עצמה.

יג. ירידת ערך:

השותפות בוחנת בסוף כל תקופת דיווח האם קיימים סימנים המצביעים על ירידת ערך נכסים שבתחולת תקן חשבונאות בינלאומי 36 המחייבים בחינה לירידת ערך. לצורך בחינה לירידת ערך של נכס, מחשבת השותפות את סכום בר ההשבה של הנכס. כאשר סכום בר ההשבה נמוך מהערך בספרים של הנכס, מכירה השותפות בהפסד מירידת ערך ומפחיתה את הערך בספרים של הנכס לסכום בר ההשבה שלו. השותפות מעריכה בסוף כל תקופת דיווח האם קיימים סימנים המעידים על כך שהפסד מירידת ערך של נכס שהוכר בתקופות קודמות, אינו קיים עוד או הוקטן. כאשר קיימים סימנים כאמור, השותפות תחשב את סכום בר ההשבה של הנכס. הפסד מירידת ערך של הנכס יבוטל רק כאשר חלו שינויים באומדנים ששימשו בקביעת הסכום בר ההשבה של הנכס מהמועד בו הוכר לאחרונה הפסד מירידת ערך. ערך בספרים של נכס שעלה כתוצאה מביטול הפסד מירידת ערך, לא יעלה על הערך בספרים שהיה נקבע (בניכוי פחת או הפחתה) אילו לא הוכר הפסד מירידת ערך בתקופות דיווח קודמות.

יד. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים:

עריכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS), דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעים על הסכומים המוצגים בדוחות הכספיים.

אומדנים אלו מצריכים לעיתים שיקול דעת בסביבה של אי וודאות והינם בעלי השפעה מהותית על הצגת הנתונים בדוחות הכספיים.

להלן יתוארו 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 המוכחות - אומדן עתודות הגז המוכחות משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יד. הנחות מפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים (המשך):

של עתודות גז מוכחות, נעשית בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים בשיעור הנקבע על פי כמות יחידות הגז שהופקו בפועל מחולק בעתודות הגז המוכחות שנותרו על פי הערכות. כמות הגז המוערכת במאגרים המפיקים גז בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה, בין היתר, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. הערכה של עתודות הגז המוכחות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות. **מחויבות בגין סילוק נכסים** - השותפות מכירה בנכס ובמקביל בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות מבוססים על הערכת הנהלת השותף הכללי בשותפות ונבחנים מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל. **תביעות** - השותפות בוחנת כל תביעה שהוגשה ובעזרת יועציה המשפטיים מגיעה למסקנה, על סמך ניסיון העברה שלה ושלם, האם יש להכיר בהפרשה בדוחות הכספיים.

טו. 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 עבור 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. שווייה ההוגן של התחייבות פיננסית עם מאפיין דרישה (לדוגמה, פיקדון לפי דרישה) אינו נמוך מהסכום שישולם בעת הדרישה, מהוון מהמועד הראשון בו ניתן לדרוש לשלם את הסכום.

2. מידרג שווי הוגן:

לצורכי גילוי, השותפות מסווגת מדידות שווי הוגן לאחת מהרמות במידרג השווי ההוגן המשקף את משמעותיות הנתונים ששימשו בעת ביצוע המדידות. מידרג 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.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טו. שווי הוגן (המשך):

2. מידרג שווי הוגן (המשך):

כאשר הנתונים ששימשו למדידת שווי הוגן מסווגים לרמות שונות במידרג 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.

טז. 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.

יז. הטבות לעובדים:

1. הטבות לעובדים לטווח קצר:

הטבות לעובדים לטווח קצר כוללות משכורות, דמי הבראה ימי מחלה, והפקדות לביטוח לאומי ומוכרות 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 קצר 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.

יח. תשלום מבוסס מניות:

1. השותפות מכירה בעסקאות תשלום מבוסס מניות, בהתאם להוראות תקן דיווח כספי בינלאומי 2. עסקאות אלה כוללות עסקאות עם עובדים שישולקו במכשירים הוניים, או במזומן.
2. הלוואות שניתנו לעובדים לרכישת יחידות השתתפות של השותפות, כאשר יחידות ההשתתפות עצמן משמשות ביטחון בלעדי לפירעון, טופלו כהענקת אופציות לעובדים. לגבי עסקאות תשלום מבוסס מניות המסולקות במזומן, שווי ההטבה מוצג כהתחייבות, אשר נמדדת בשוויה ההוגן בכל מועד דיווח ובמועד הסילוק. שווי ההטבה של עסקאות תשלום מבוסס מניות הוכר באופן שוטף בדוח על הרווח הכולל. כאשר השותפות מקבלת שירותים בתמורה לתשלום המבוסס על מכשיריה ההוניים המוענק על ידי החברה האם של השותפות, מדובר בעסקת תשלום מבוסס מניות כך שהוצאה תוכר ברווח הכולל על פני תקופת הזכאות של העובדים למכשירים ההוניים כנגד רישום סכום מקביל בהון בגין הזרמה הונית שהתקבלה מחברת האם.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יט. הטבות מבעלי שליטה:

השותפות זוקפת הוצאות ברווח הכולל כנגד קרן הון בגין הטבות שקיבלה מבעל השליטה.

כ. מסים על ההכנסה:

1. הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על ההכנסה מלבד היטל רווחי נפט וגז, מאחר וחבות המס על רווחי השותפות חלה על השותפים בשותפות.
2. השותפות כוללת בדוחות הכספיים הוצאות בגין חבותה בתשלום היטל על פי חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011 (להלן: "ההיטל"). ההיטל מחושב לכל פרויקט בנפרד. סיווגו והצגתו של ההיטל בדוחות הכספיים הינו בדומה לאופן בו מסווגים ומוצגים מסים על ההכנסה.
3. ההיטל כאמור כולל היטל שוטף והיטל נדחה. ההיטל הנדחה מחושב בגין הפרשים מאזניים בין הדיווח הכספי לבין הדיווח לצרכי חישוב ההיטל, בעיקר בגין פער עיתוי זקיפת הוצאות שהוצאו במסגרת הפרויקטים. נכסי היטל נדחה והתחייבויות היטל נדחה נמדדים לפי שיעור ההיטל הצפוי לחול בתקופה שבה ימומש הנכס או תסולק ההתחייבות.

כא. חכירה מימונית:

חכירה היא הסכם לפיו המחכיר מעביר לחוכר בתמורה לתשלום או לסדרת תשלומים את זכויות השימוש בנכס לתקופת זמן מוסכמת. נכסים אשר כל הסיכונים וההטבות הקשורים לבעלות על הנכס הועברו מהשותפות לאחרים, במסגרת הסכם החכירה, מסווגים כחכירה מימונית. בעת ההכרה לראשונה של חכירה מימונית, הנכס המוכר נגרע ומוכר נכס פיננסי במסגרת סעיף חייבים (במסגרת נכסים שוטפים ונכסים שאינם שוטפים) בסכום הערך הנוכחי של תקבולי החכירה. לאחר ההכרה הראשונית, בכל תקופה עוקבת מכירה השותפות בהכנסות מימון בהתאם לשיעור ההיוון ששימש לחישוב הערך הנוכחי כאמור.

כב. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה:

1. תקן דיווח כספי בינלאומי 9 בדבר מכשירים פיננסיים (בסעיף קטן זה: "IFRS 9"):

IFRS 9, שפורסם ביולי 2014, משנה את הטיפול החשבונאי במכשירים פיננסיים בשלושה נושאים עיקריים: סיווג ומדידה, ירידת ערך נכסים פיננסיים וחשבונאות גידור (הטיפול החשבונאי בהכרה ובגריעה נותר ללא שינוי). IFRS 9 מבטל את הגרסאות הקודמות של התקן שפורסמו בנובמבר 2009, באוקטובר 2010 ובנובמבר 2013, וכן את פרשנות מספר 9 של הוועדה לפרשנויות של דיווח כספי בינלאומי בדבר בחינה מחדש של נגזרים משובצים.

להלן סקירה של עיקרי הטיפול החשבונאי שנקבע ב-IFRS 9:

(א) סיווג ומדידה - נכסים פיננסיים:

נכסים פיננסיים יסווגו לאחת משלוש הקבוצות להלן על בסיס המודל העסקי של הישות לניהול הנכסים הפיננסיים ועל בסיס מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי. הסיווג הינו לנכס הפיננסי בשלמותו, ללא הפרדה של נגזרים משובצים.

1) מכשירי חוב המוחזקים בהתאם למודל עסקי שמטרתו החזקה על מנת לגבות את תזרימי המזומנים החוזיים והתנאים החוזיים שלהם מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם תשלומי קרן וריבית בלבד - יימדדו בעלות מופחתת.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כב. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

1. תקן דיווח כספי בינלאומי 9 בדבר מכשירים פיננסיים (בסעיף קטן זה: "IFRS 9") (המשך):

(א) (המשך):

(2) מכשירי חוב המוחזקים בהתאם למודל עסקי שמטרתו מושגת הן באמצעות גביית תזרימי המזומנים החוזיים והן באמצעות מכירה והתנאים החוזיים שלהם מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם תשלומי קרן וריבית בלבד - יימדדו בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר.

(3) כל הנכסים הפיננסיים האחרים יימדדו בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

על אף האמור לעיל, ניתן לייעד מכשיר חוב בעת ההכרה לראשונה למדידה בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, אם הייעוד מבטל או מקטין משמעותית חוסר עקביות במדידה או בהכרה. כמו כן, בעת ההכרה לראשונה במכשיר הוני שאינו מוחזק למסחר, ניתן לבצע בחירה שאינה ניתנת לביטול, להציג שינויים בשווי ההוגן של המכשיר ההוני ברווח כולל אחר (למעט הכנסות מדיבידנדים). סכומים כאמור שהוכרו ברווח כולל אחר לא יסווגו מחדש לרווח או הפסד לאחר מכן.

סיווג מחדש בין קבוצות המדידה לאחר ההכרה לראשונה אינו אפשרי, אלא אם השותפות תשנה את המודל העסקי שלה לניהול נכסים פיננסיים.

(ב) סיווג ומדידה - התחייבויות פיננסיות:

הטיפול החשבונאי אינו שונה מהותית מזה שנקבע בתקן חשבונאות בינלאומי 39 בדבר מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה, למעט הדרישה כי הסכום של שינוי בשווי ההוגן של התחייבויות פיננסיות שיועדו למדידה בשווי הוגן דרך רווח או הפסד (למעט מחויבויות למתן הלוואות) המתייחס לשינוי בסיכון האשראי של ההתחייבות יוצג ברווח כולל אחר, אלא אם הדבר ייצור או יגדיל חוסר הקבלה חשבונאית ברווח או הפסד. סכומים כאמור שהוכרו ברווח כולל אחר לא יסווגו מחדש לרווח או הפסד לאחר מכן.

כמו כן, בוטל החריג בדבר מדידה בעלות של נגזרים המהווים התחייבויות שקשורות למכשיר הוני לא מצוטט שאינו ניתן למדידה בשווי הוגן באופן מהימן.

(ג) ירידת ערך נכסים פיננסיים:

המודל החדש קובע כי יוכר הפסד מירידת ערך, אשר יחושב בהתאם לתוחלת הפסדי האשראי, וזאת ללא תלות בהתקיימותו של אירוע הפסד. כבר במועד ההכרה לראשונה בנכס הפיננסי, וכן בסוף כל תקופת דיווח, יש להכיר בהפסד מירידת ערך, כאשר השינוי בסך ירידת הערך והכנסות המימון מהנכס הפיננסי תלויים במידת ההידרדרות של סיכון האשראי ביחס למצב ששרר בעת ההכרה לראשונה בנכס הפיננסי.

(ד) חשבונאות גידור:

השינויים העיקריים במודל החדש הינם:

- פישוט של בחינת אפקטיביות הגידור, כולל ביטול הסף הכמותי של 80%-125%.
 - הוסרו מגבלות לגבי הסיכונים אותם ניתן לגדר.
 - הקביעה כי מכשירים פיננסיים שאינם נגזרים עשויים להיות כשירים כמכשירים מגדרים.
 - הוספת דרישות גילוי מקיפות יותר לגבי פעילויות ניהול הסיכונים שבהן נוקטת היישות.
- יישום מודל חשבונאות הגידור ב- IFRS 9 צפוי לשקף באופן טוב יותר בדוחות הכספיים את פעילות ניהול הסיכונים של יישויות, להקטין את התנודתיות ברווח או הפסד ולאפשר יישום חשבונאות גידור במצבים רבים יותר מאשר המודל הנוכחי של תקן חשבונאות בינלאומי 39.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כב. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישום היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

1. תקן דיווח כספי בינלאומי 9 בדבר מכשירים פיננסיים (בסעיף קטן זה: "IFRS 9") (המשך):

IFRS 9 חל מתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2018 או לאחר מכן, בדרך של יישום למפרע, למעט חריגים שנקבעו, אם כי בעת היישום לראשונה, ישות יכולה לבחור כמדיניות חשבונאית להמשיך וליישם את הוראות חשבונאות הגידור של תקן חשבונאות בינלאומי 39 במקום את הוראות חשבונאות הגידור של IFRS 9.

יישום מוקדם אפשרי, תוך מתן גילוי לכך. ישות הבוחרת באימוץ מוקדם של IFRS 9 תוכל ליישם גם גרסאות קודמות שלו, ובלבד שמועד היישום לראשונה הוא לפני יום 1 בפברואר 2015. כמו כן, ישות יכולה ליישם מוקדם רק את הוראות IFRS 9 לגבי ההצגה של רווחים והפסדים בגין התחייבויות פיננסיות שיועדו כשווי הוגן דרך רווח או הפסד (לרבות הגילויים הרלוונטיים).

השותפות בוחנת את ההשפעה האפשרית של IFRS 9 על הדוחות הכספיים, אולם בשלב זה אין ביכולתה להעריך את ההשפעה כאמור.

2. שיפורים שנתיים לתקני דיווח כספי בינלאומיים 2010-2012:

בחודש דצמבר 2013 פורסמו על ידי ה-IASB שיפורים שנתיים 2010-2012. התיקונים שנכללו במסגרת השיפורים השנתיים חלים החל מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 ביולי 2014 או לאחר מכן (עבור השותפות, מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2015) בדרך של יישום למפרע, למעט אם נאמר אחרת להלן. אימוץ מוקדם אפשרי, תוך מתן גילוי לכך. להלן סקירת התיקון הרלוונטי לשותפות:

תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 24 בדבר גילויים בהקשר לצד קשור - אנשי מפתח בהנהלה: להגדרת "צד קשור" בתקן נוספה גם חברה (וכן כל חבר בקבוצה שהשותפות היא חלק ממנה) אשר מספקת שירותים של אנשי מפתח בהנהלה לישות המדווחת או לחברה אם של הישות המדווחת (להלן: "חברת הניהול"). בהתאם לכך, יידרש לתת גילוי לסכומים שהוכרו על ידי השותפות בגין שירותי חברת הניהול, אולם לא יידרש לתת גילוי לסך התיגמול של חברת הניהול לאנשי המפתח בהנהלה שלה עצמה. השפעת היישום של התיקון, ככל שתהא, תקבל ביטוי בביאורים לדוחות הכספיים לשנת 2015.

3. תיקון לתקן דיווח כספי בינלאומי 11 בדבר הסדרים משותפים - הטיפול החשבונאי ברכישות של

זכויות בפעילויות משותפות (בסעיף קטן זה: "תיקון ל-IFRS 11"):

התיקון ל-IFRS 11, שפורסם במאי 2014, קובע את הטיפול החשבונאי ברכישת זכויות בפעילות משותפת אשר מהווה עסק כהגדרתו בתקן דיווח כספי בינלאומי 3 בדבר צירופי עסקים.

בהתאם לתיקון, כאשר ישות רוכשת זכות בפעילות משותפת אשר מהווה עסק, עליה ליישם לגבי חלקה בפעילות המשותפת את כל העקרונות של חשבונאות צירופי עסקים בתקן דיווח כספי בינלאומי 3 ובתקני דיווח כספי בינלאומיים אחרים (לרבות דרישות הגילוי), למעט אלה העומדים בסתירה להנחיות IFRS 11. עקרונות כאמור כוללים, בין היתר: הכרה בעודף של התמורה שהועברה על הסכום נטו למועד הרכישה של הנכסים הניתנים לזיהוי שנרכשו ושל ההתחייבויות שניטלו כמוניטין, הכרה בעלויות הקשורות לרכישה כהוצאות בעת התהוותן (למעט החרג לגבי עלויות הנפקת ניירות ערך), הכרה במסים נדחים שנובעים מההכרה לראשונה בנכסים שנרכשו ובהתחייבויות שניטלו, וכן בחינה לירידת ערך של יחידה מניבה-מזומנים אליה הוקצה מוניטין לפחות אחת לשנה.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כב. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

3. תיקון לתקן דיווח כספי בינלאומי 11 בדבר הסדרים משותפים - הטיפול החשבונאי ברכישות של זכויות בפעילויות משותפות (בסעיף קטן זה: "תיקון ל-IFRS 11") (המשך):

התיקון ל- IFRS 11 ייושם לגבי דוחות כספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2016 או לאחריו בדרך של מכאן ולהבא. יישום מוקדם אפשרי, תוך מתן גילוי לכך.

4. תקן דיווח כספי בינלאומי 15 בדבר הכנסות מחוזים עם לקוחות (בסעיף קטן זה: "IFRS 15" או "התקן"):

IFRS 15, שפורסם במאי 2014, קובע מודל אחיד להכרה, למדידה, להצגה ולגילוי של הכנסות מחוזים עם לקוחות, והוא מחליף את תקן חשבונאות בינלאומי 18 בדבר הכנסות, תקן חשבונאות בינלאומי 11 בדבר חוזי הקמה והפרשנויות מכוחם. התקן כולל גם מספר תיקונים לתקנים אחרים. בהתאם להוראות התקן, הכנסה תוכר תוך יישום מודל בן חמישה שלבים, הכוללים, בין היתר, כללים לזיהוי חוזה עם לקוח ולקביעת מחיר העסקה, כללים המגדירים כיצד יש להפריד את החוזה למרכיביו השונים ("מחויבויות ביצוע נפרדות"), ולאופן בו יש לייחס את מחיר העסקה הכולל לכל מרכיב מזוהה ונפרד.

כמו כן, בהתאם להוראות התקן, יש להכיר בהכנסה בגין כל מרכיב מזוהה בנפרד, זאת בהתאם לכללים שקובע התקן לגבי עיתוי ההכרה בהכנסה - במועד ספציפי או על פני זמן. בנוסף, IFRS 15 כולל דרישות הצגה וגילוי נרחבות לעניין המהות, הסכום, העיתוי ואי הוודאות הכרוכה בהכרה בהכנסה.

IFRS 15 ייושם לגבי דוחות כספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2017 או לאחר מכן בדרך של יישום למפרע באחת משתי הדרכים הבאות:

- הצגה מחדש של מספרי השוואה (עם אפשרות לבחירה בהקלות מסוימות שנקבעו בתקן); או
- הכרה בהשפעה המצטברת של היישום למפרע כתיאום ליתרת הפתיחה של העודפים (או של רכיב אחר של הון, ככל שרלוונטי) לתקופה בה מיושם התקן לראשונה, בכפוף לדרישות מסוימות שנקבעו בתקן.

יישום מוקדם אפשרי, תוך מתן גילוי לכך.

השותפות בוחנת את ההשפעה האפשרית של IFRS 15 על הדוחות הכספיים, אולם בשלב זה אין ביכולתה להעריך את ההשפעה כאמור.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 3 - מזומנים ושווי מזומנים:

הרכב:

31.12.2013	31.12.2014	
1,630	6,809	בדולרים:
30,502	78,216	מזומנים בבנקים
32,132	85,025	פקדונות בבנקים ¹
64	48	בשקלים:
-	257	מזומנים בבנקים
64	305	פקדון בבנק
32,196	85,330	סך-הכל מזומנים ושווי מזומנים

ביאור 4 - השקעות לזמן קצר ופקדונות בבנקים לזמן ארוך:

הרכב:

שיעור הריבית			
ליום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2014	
		%	
-	58,480	1.99	השקעות לזמן קצר:
-	25,106	3.6	אגרות חוב קונצרניות ²
-	30,099	0.75-0.9	תעודת סל
42,883	42,898	0.61	השקעות אחרות לזמן קצר
97	90	0.05	פקדונות בדולרים
42,980	156,673		פקדון בבנק בשקלים
27,550	62,056	0.55-0.85	פקדונות בבנקים לזמן ארוך:
4,754	5,957		בדולרים
32,304	68,013		בשקלים
75,284	224,686		סך-הכל ³

¹ שיעורי הריבית ליום 31 בדצמבר 2014 הינם כ- 0.2%.

² שיעור ריבית משוקלל.

³ לעניין שיעבודים וערבויות ראה ביאור 11.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 5 - לקוחות:

הרכב:

31.12.2013	31.12.2014
<u>27,486</u>	<u>28,391</u>

בחשבון פתוח

ביאור 6 - חייבים ויתרות חובה:

הרכב:

31.12.2013	31.12.2014
9,318	23,508
20,454	16,286
479	-
4,213	3,161
1,569	1,297
<u>36,033</u>	<u>44,252</u>

חייבים ויתרות חובה בעסקאות המשותפות^{4, 5}

סכומים לקבל (ראה ביאור 3ג7)

מסים לקבל

בעלי ענין וצדדים קשורים (ביאור 20)

הוצאות מראש ויתרות חובה

סך-הכל

⁴ לרבות יתרות כספיות אצל מפעילת העסקאות המשותפות.

⁵ כולל יתרת מקדמות ששולמה למשרד האנרגיה והמים בסך של כ- 9.6 מיליון דולר כמפורט בביאור 14ב.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז:

א. הרכב:

נכסי חיפוש והערכה	נכסי נפט וגז ⁶	סך הכל	עלות ⁷
169,228	813,889	983,117	יתרה ליום 1 בינואר 2013
			שינויים במהלך שנת 2013:
111,833	68,658	180,491	השקעות
(14,894)	14,894	-	העברות
-	(96,837)	(96,837)	גריעות ⁸
266,167	800,604	1,066,771	יתרה ליום 31 בדצמבר 2013
			שינויים במהלך שנת 2014:
10,489	98,257	108,746	השקעות
(167,218)	167,218	-	העברות
109,438	1,066,079	1,175,517	יתרה ליום 31 בדצמבר 2014
			פחת נצבר⁹
-	154,978	154,978	יתרה ליום 1 בינואר 2013
			שינויים במהלך שנת 2013:
-	77,189	77,189	פחת
-	(77,685)	(77,685)	גריעות ¹⁰
-	154,482	154,482	יתרה ליום 31 בדצמבר 2013
			שינויים במהלך שנת 2014:
-	27,387	27,387	פחת
-	181,869	181,869	יתרה ליום 31 בדצמבר 2014
109,438	884,210	993,648	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2014
266,167	646,122	912,289	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר 2013

⁶ כולל יתרת עלות סילוק נכסים לתאריך המאזן בסך אלפי דולר 16,084 (31.12.2013 : 24,011 אלפי דולר).

⁷ לפרטים בדבר עלויות אשראי שהונו, ראה ביאור 18 להלן.

⁸ ראה ביאור 37 להלן.

⁹ שיעורי ההפחתה של הנכסים המפיקים (חזקת "תמר", חזקת "אשקלון וחזקת "נועה"), נקבעים על בסיס כמויות ההפקה ביחס לסך העתודות המוכחות, כדלקמן; 2014 : 66.1%-3.83%, (2013 : 63.36%-2.5%). כמו כן, נרשמו הפחתות על חלק מההשקעות שנצברו ממאגרים נועה ופינקלס. ההפחתות נובעות בעיקרן הן מהירידה ביכולת ההפקה והן בהיקף העתודות הניתנות להפקה (2014 : ממאגר נועה כ- 4.3 מיליון דולר, 2013 : ממאגרי פינקלס ונועה כ- 31.6 מיליון דולר).

¹⁰ ראה הערת 8 לעיל.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

א. הרכב (המשך):

הרכב ההשקעות הנ"ל לפי עסקאות:

31.12.2013	31.12.2014
16,080	18,336
630,042	653,350
-	212,524
646,122	884,210
179,948	12,765
37,557	37,897
48,662	53,414
-	5,362
266,167	109,438
912,289	993,648

נכסי נפט וגז:

עסקה משותפת "ים תטיס" (סעיף ג2)

עסקה משותפת "מיכל מתן" (סעיף ג4)

עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג5)

נכסי חיפוש והערכה:

עסקה משותפת "רציו ים" (סעיף ג5)

עסקה משותפת "אלון" (סעיף ג6)

בלוק 12 קפריסין (סעיף ג7)

עסקה משותפת "רות"

סך-הכל

ב. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז:

חלקה של	הזכות	שם הזכות	סוג הזכות	השותפות
25.5%	10.6.2032	אשקלון I/10	חזקה	ים תטיס
25.5%	31.1.2030	נועה I/7	חזקה	ים תטיס
15.625%	1.12.2038	תמר I/12	חזקה	מיכל מתן
15.625%	1.12.2038	דלית I/13	חזקה	מיכל מתן
22.67%	13.2.2044	לוייתן צפון I/15	חזקה	רציו ים
22.67%	13.2.2044	לוייתן דרום I/14	חזקה	רציו ים
22.67%	14.6.2015	חנה/351	רישיון	רציו ים
27.835%	28.2.2016	רות/360 C	רישיון	רות
26.4705%	1.9.2015	אלון/364 A , אלון/366 C	רישיונות	אלון
26.4705%	31.3.2015	אלון/367 D	רישיון	אלון
15%	23.5.2016	בלוק 12	זיכיון מכח PSC	בלוק 12 בקפריסין

תוקפן של זכויות הנפט הוארך מדי פעם והוא מותנה במילוי התחייבויות מסויימות במועדים הקבועים בתנאי נכסי הנפט. במקרה של אי מילוי התנאים, ניתן לבטל את זכות הנפט (ראה פסקה ג10 להלן).

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז:

1. עסקה משותפת "ים תטיס":

עסקה משותפת "ים תטיס" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז במדף היבשת של חופי מדינת ישראל. המיזם קיבל ממדינת ישראל את חזקות "אשקלון" ו- "נועה". נובל הינה מפעילת המיזם (ראה ביאור 11ד1 להלן). ההפקה ממאגר ים תטיס החלה בשנת 2004.

2. פרטים נוספים לגבי פעילות עסקה משותפת "ים תטיס":

א) כמות עתודות הגז במאגרי ים תטיס:

על-פי דוח שהוכן על-ידי חברת Netherland, Sewell and Associates, Inc. (להלן: "NSAI") על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום ("SPE-PRMS"), עתודות הגז הטבעי בפרויקט ים תטיס נכון ליום 31 בדצמבר 2014 הינן:

Proved Reserves הינה כ- BCM 1.67 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ- BCM 2.52, ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות לגבי הערכת העתודות.

ב) החל מחודש מאי 2013 פועלים שותפי פרויקט תמר ושותפי פרויקט ים תטיס בהתאם למזכר עקרונות מחייב וקבוע שעיקרו הסדרה מסחרית של התפעול וההפקה המקבילים מפרויקטי ים תטיס ותמר, כמפורט להלן, וזאת בין היתר, לאור הירידה המתמשכת ביכולת האספקה של מאגר מרי B:

1) בחודש אפריל 2013, בשל טעמים תפעוליים, סיפקו שותפי פרויקט תמר, גז טבעי ללקוחות פרויקט ים תטיס וקיבלו את כלל התקבולים בגין מכירות הגז כאמור, וזאת בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכמים עם לקוחות פרויקט ים תטיס.

2) בכל הקשור לאספקת גז טבעי ללקוחות פרויקט ים תטיס, החל מחודש מאי 2013, פועלים שותפי פרויקט ים תטיס ושותפי תמר כמפורט להלן:

א) חלף הפקה בפועל של גז טבעי ממאגר מרי B בוצעה "החלפת גז תפעולית" (להלן: "מתווה ההחלפה"), לפיו סופק גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס בכמויות יומיות שהוסכמו בין הצדדים וגז טבעי באותו היקף, המצוי במאגר מרי B, נזקף לזכות שותפי פרויקט תמר (להלן: "הגז המוחלף"). בכוונת שותפי תמר להשתמש בגז המוחלף כ- "כרית גז" ("Cushion Gas"), שתייעל את ביצוע פעולות החדרת הגז הטבעי ואחסונו התפעולי והאסטרטגי במאגר מרי-B, ככל שיבוצעו.

בהתאם למתווה ההחלפה, ההכנסות בגין מכירות הגז המוחלף נזקפו לזכות פרויקט ים תטיס. הואיל ועד ליום 15 ביולי 2014, לא בוצע אחסון במאגר מרי B, בוטל מנגנון החלפת הגז התפעולית ובוצעה בין הצדדים התחשבות במזומן בגין ההכנסות ממכירת גז טבעי שסופק ממאגר תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס בתקופה שמיום 1 במאי 2013 ועד ליום 30 ביוני 2014, בהתאם לעקרונות המפורטים בסעיף ב' להלן, על פיהם שולם לשותפי תמר בחודש יולי 2014 סך של כ- 77 מיליון דולר (100%), מזה סך של כ- 45.3 מיליון דולר בגין (שנת 2013). ההשפעה נטו במועד ביטול העסקה של ההתחשבות הנ"ל על הרווח הכולל של השותפות בשנת החשבון הייתה קיטון ברווח בסכום של כ- 3.3 מיליון דולר.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

2. פרטים נוספים לגבי פעילות עסקת "ים תטיס" (המשך):

(ב) (המשך):

(2) (המשך):

(ב) נקבע מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, וזאת בגין אספקת גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות פרויקט ים תטיס (בהתאם להסכמי המכירה של הפרויקטים) מעבר לכמויות היומיות, שנקבעו במתווה ההחלפה ומעבר לכמויות שהופקו ממאגרי נועה והפינקלס (להלן: "מתווה המכירה"). במתווה המכירה הנ"ל נקבע כי תמורת המכירה שישלמו שותפי פרויקט ים תטיס, ששותפים גם בפרויקט תמר, תהא על בסיס המחיר החודשי הממוצע של פרויקט ים תטיס ואילו תמורת המכירה שישלמו שאר שותפי פרויקט ים תטיס תהיה על בסיס מחיר המכירה החודשי הממוצע של פרויקט תמר. תמורת המכירה כאמור תחולק בין שותפי פרויקט תמר באופן שבו מקבלים שותפי פרויקט תמר שאינם שותפי פרויקט ים תטיס, מחיר גז טבעי השווה למחיר הממוצע החודשי של גז טבעי שסופק במהלך אותו חודש ללקוחות פרויקט תמר והיתרה הכספית שנותרת מחולקת בין שותפי פרויקט ים תטיס שלהם זכויות בפרויקט תמר, לפי חלקם בפרויקט תמר.

3. הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס:

בחודש יולי 2012 הודיעה השותפות כי נחתם הסכם התקשרות (להלן: "ההסכם") בין השותפים בעסקה המשותפת ים תטיס (להלן: "קבוצת ים תטיס") מצד אחד לבין השותפים בחזקת I/12 תמר ובחזקת I/13 דלית (להלן: "פרויקט תמר" ו-"קבוצת תמר", בהתאמה) מצד שני, לפיו קבוצת ים תטיס תעניק לקבוצת תמר זכויות שימוש במתקנים הקיימים בפרויקט ים תטיס לרבות הבארות, פלטפורמת מרי-B, מערכת הדחיסה, הצנרת ומתקן הקבלה באשדוד וכן ניתנה לקבוצת תמר הזכות לשדרג ו/או להקים מתקנים לצורך הובלה ואחסון של גז טבעי מפרויקט תמר (להלן: "מתקני ים תטיס", "זכויות השימוש במתקנים" ו-"הסכם השימוש", בהתאמה). זכויות השימוש במתקנים תינתנה בכפוף לשמירת קיבולת לגז המופק מפרויקט ים תטיס בצנרת ובמתקן הקבלה כפי שיקבע בהסכם המפורט.

במהלך חודש אפריל 2013 נכנס ההסכם לתוקפו ותקופת ההסכם 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 קבוצת תמר על הפסקה קבועה בהפקה מסחרית של גז מפרויקט תמר; (3) נטישת פרויקט תמר. תמורת השימוש במתקנים תשלם קבוצת תמר לקבוצת ים תטיס סך כולל של 380 מיליון דולר ארה"ב בתשלומים שווים החל מיום 2 בינואר 2014 ועד ליום 31 בדצמבר 2015. חלקה של השותפות נטו בסכומים שיתקבלו תמורת השימוש הינו כ- 38 מיליון דולר. ההסכם כולל הוראות המסדירות את מערכת היחסים בין קבוצת תמר לבין קבוצת ים תטיס במהלך כל תקופת הסכם השימוש, 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, מנגנון בורות לפתרון מחלוקות בין הצדדים, ועוד.

יצוין, כי הבעלות על מתקני ים תטיס המשודרגים תישאר בידי קבוצת ים תטיס ובהסכם השימוש יקבע מנגנון התחשבות בנוגע לערך המתקנים האמורים בתום תקופת ההפקה מפרויקט תמר.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפוש נפט וגז (המשך):

3. הסכם למתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס (המשך):

ההסכם למתן זכויות השימוש טופל בספרי השותפות כחכירה מימונית ובהתאם לכך נרשם בספרי השותפות לתאריך המאזן בסעיף "חייבים ויתרות חובה" נכס בערך נוכחי בסך של כ- 16.3 מיליון דולר כנגד החכרת נכסי נפט וגז. שיעור ההיוון ששימש לרישום הנכס הינו - 4.5%.

4. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו-"דלית"):

(א) עסקה משותפת "מיכל מתן" הינה מיזם לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות "תמר" ו"דלית". נובל הינה מפעילת העסקה המשותפת (ראה ביאור 1D11).

(ב) **פרטים נוספים לגבי פעילות עסקה משותפת מיכל מתן:**

(1) קידוחי "תמר":

במהלך שנת 2009 הסתיים ביצועם של שני קידוחים ימיים, קידוח "תמר 1" וקידוח הערכה "תמר 2" עם ממצא גז משמעותי.

(2) פיתוח שדה הגז הטבעי "תמר":

השותפים בפרויקט "תמר" סיימו בשנת 2013 את פיתוח הפרויקט שעלותו הכוללת הסתכמה לכ- 3.04 מיליארד דולר (100%, חלקה של השותפות כ- 0.47 מיליארד דולר), לא כולל עלויות בגין זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס (ראה פסקה ג3 לעיל) ובגין עלות פרויקט ההרחבה כמתואר בסעיף 3 להלן.

תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר (להלן: "תוכנית הפיתוח") כללה בעיקרה, 5 בארות שכל אחת מהן יכולה להפיק כ- 250MMCF גז טבעי ליום. הגז מוזרם משדה תמר באמצעות שני צינורות בקוטר 16" לפלטפורמת טיפול חדשה שהוקמה מול חופי אשקלון (להלן: "פלטפורמת תמר"), צפונית ובסמוך לפלטפורמה הקיימת של מאגר מרי B. מפלטפורמת תמר מוזרם הגז הטבעי בצינור 30" למתקן הקבלה של פרויקט ים תטיס באשדוד, באופן שמאפשר קיבולת אספקה מקסימלית של כ- 1 BCF ליום (כ- 10 BCM בשנה). תוכנית הפיתוח כוללת אפשרות להחדרה ואחסון גז טבעי ובמידת הצורך גם קונדנסט ממאגר תמר במאגר מרי B באמצעות ביצוע שינויים בפלטפורמת מרי B וחיבורי צנרת נדרשים בין פלטפורמת תמר לפלטפורמת מרי B. כמו כן, תוכנית הפיתוח כוללת הרחבת כושר אספקת הגז ממאגר תמר למערכת ההולכה של נתני הגז הטבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז) כאמור בפסקה 3 להלן.

(3) פרויקט ההרחבה:

יכולת ההזרמה לחוף של מערך ההפקה ממאגר תמר (הכולל את מתקני פרויקט תמר ואת מערכות ההולכה והטיפול של פרויקט ים תטיס ששודרגו והותאמו לשימוש בפרויקט תמר) למערכת ההולכה של נתג"ז עומדת על כ- 10 BCM בשנה. לפיכך, פרויקט ההרחבה (להלן: "פרויקט ההרחבה") העתיד להתבצע בעיקר בתחנת הקבלה באשדוד (להלן: "תחנת הקבלה"), תוכנן לשם הגדלת יכולת ההזרמה.

פרויקט ההרחבה יכלול בשלב ראשון הוספת מדחסים ומערכות עזר נלוות בתחנת הקבלה באשדוד (להלן: "תחנת הקבלה"), בעלות כוללת המוערכת בכ- 262 מיליון דולר (100%) (להלן: "פרויקט המדחסים"), ההשקעה בפרויקט המדחסים ליום 31 בדצמבר 2014 הסתכמה בכ- 207.9 מיליון דולר (100%) והוא צפוי להסתיים עד חודש יוני 2015.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו"דלית") (המשך):

(ב) (המשך):

(3) פרויקט ההרחבה (המשך):

כמו כן, נבחנת האפשרות להשתמש באופן זמני בצינור "10", שיועד במקור להולכת קונדנסט, לצורך הולכת גז טבעי באופן שיאפשר הגברת קצב אספקת הגז הכוללת מפלטפורמת ההפקה למתקן הקבלה.

בשלב שני יכלול פרויקט ההרחבה ביצוע שינויים נדרשים במתקני ההפקה של מאגר מרי B לצורך התאמת המאגר לאחסון תפעולי ואסטרטגי של גז טבעי מפרויקט תמר (להלן "פרויקט האחסון"). נכון למועד אישור הדוחות הכספיים השותפים בפרויקט טרם קיבלו מהממונה לענייני הנפט רישיון לאחסון גז וטרם אישרו את פרויקט האחסון.

להערכת השותפים, פרויקט המדחסים יאפשר להגדיל את יכולת ההפקה היומית המקסימלית ממאגר תמר לכ- BCF 1.2 ללא פרויקט האחסון ולכ- BCF 1.5-1.6 כולל פרויקט האחסון והשימוש בצינור "10" כאמור לעיל.

יודגש, כי לאור מגבלת הקיבולת בצנרת המובילה את הגז הטבעי ממאגר תמר לפלטפורמת תמר, מגבלת המכירה השנתית הממוצעת מפרויקט תמר למשק הישראלי צפויה להיות כ- 12 BCM.

בנוסף, כמפורט בביאור 22ג11 להלן, אספקת הגז אם וככל שתהיה לחברת Union Fenosa Gas SA (להלן: "UFG"), תחייב את שותפי תמר להרחיב את יכולת האספקה מפרויקט תמר באופן ניכר. לאור הנ"ל בוחנים, השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר, בין היתר, את האפשרות להרחיב את פרויקט תמר באופן שיאפשר להגדיל את יכולת אספקת הגז השנתית המקסימלית בפרויקט לכ- BCM 20.4 לשנה עם יכולת אספקה מקסימלית לשוק המקומי בהיקף של כ- BCM 16 לשנה.

הרחבת יכולת האספקה מתוכננת לכלול עד שלושה קידוחי הפקה נוספים אשר יחוברו למערך ההפקה, וכן צינור אספקה נוסף משדה תמר לפלטפורמת תמר, כמו כן, נבחנים הצורך והאופן של השידרוג הנדרש מפלטפורמות תמר ומרי B. בנוסף, יונח צינור מפלטפורמת תמר למתקני UFG שבמצרים, אשר עלות הנחתו ותפעולו תחולק בין שותפי תמר לבין UFG, באופן ששותפי פרויקט תמר יישאו בעלות הנחתו ותפעולו עד לנקודה שתקבע בגבול הימי בין המים הכלכליים של ישראל ומצרים ו-UFG תישא בעלות הנחתו של הצינור ותפעולו מנקודה זו ועד למתקני UFG. בהתאם להערכה הראשונית של המפעילה, ובהנחה שההסכם המחייב ייחתם, אספקת הגז מפרויקט תמר למתקני UFG במצרים תוכננה לשנת 2017.

חלקם של שותפי תמר בעלות הרחבת יכולת האספקה כאמור לעיל מוערכת על-ידי שותפי תמר בסך של כ- 1.5 - 2 מיליארד דולר ארה"ב (100%).

לעניין הודעת הממונה על ההגבלים העסקיים והשלכתה על הרחבת פרויקט תמר אם וככל שיחתם הסכם מחייב עם UFG ראה ביאור 21ט להלן.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקות "תמר" ו"דלית") (המשך):

ג) מאגר תמר South West ופיתוחו:

בחודש ספטמבר 2013 אישרו השותפים בפרויקט את קידוח הניסיון "תמר South West" (להלן: "הקידוח"). הקידוח הימי בוצע במרחק של כ- 100 ק"מ מערבית לחיפה והגיע לעומק סופי של כ- 5,300 מטר מפני הים. הקידוח החל בחודש אוקטובר 2013, וביום 4 בדצמבר 2013 הודיעו המשתתפים על כך שהקידוח הינו ממצא גז טבעי.

על פי תוכנית הפיתוח של מאגר תמר South West (להלן: "תמר SW") אשר הוגשה לממונה על ענייני הנפט בחודש אפריל 2014, מאגר תמר SW עתיד להיות מפותח על-ידי חיבורו למתקנים התת ימיים של פרויקט תמר. יצוין, שההתייחסות התפעולית אל באר תמר SW, ממועד חיבורה לפרויקט תמר, תהא כאל באר מבארות פרויקט תמר. עלות פיתוחו של מאגר תמר SW במתכונת האמורה אושרה בחלקה על-ידי שותפי תמר במהלך חודש ינואר 2014. תקופת הפיתוח של מאגר תמר SW צפויה להימשך כ- 18 חודשים, לאחר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט (ככל שייתקבל). לעניין הודעת הממונה על ההגבלים העסקיים והשלכתה על פיתוח מאגר תמר SW ראה ביאור 2ט11 להלן.

חיבור מאגר תמר SW באמצעות באר תמר SW מקנה יתרונות משמעותיים לפרויקט תמר, בעיקר הגדלת שרידות המערכת, יתירותה של המערכת, ודחיית השקעות (כגון קידוחים ומתקני טיפול בנוזלים) לשנים מאוחרות יותר.

ביום 4 ביוני 2014 דחה הממונה על ענייני הנפט את התוכנית לפיתוח מאגר תמר SW במתכונת הני"ל. סירובו של הממונה לאשר את תכנית פיתוח מאגר תמר SW נעוצה, ככל הנראה, בעובדה כי מאגר תמר SW משתרע בחלקו הקטן גם בשטח רישיון 353/ע"ר", אשר לחלק מהשותפים בפרויקט תמר היו זכויות בו ותוקפו פקע חרף בקשת בעלי הזכויות בו להאריכו. בהמשך לכך, הגישו שותפי תמר עתירה לבג"צ כנגד החלטת הממונה על ענייני הנפט בקשר לאי מתן אישורו לפיתוח מאגר SW (להלן בסעיף זה: "העתירה"). במהלך הדיון בעתירה הושגה הסכמה בין הצדדים לעתירה להמשך קיום משא ומתן בנושאים הקשורים בזכויות המדינה אל מול זכויות שותפי תמר במאגר SW וכן הוסכם ששותפי תמר יגישו ערעור לשר האנרגיה על סירובו של הממונה לאשר את הפיתוח. לאור ההסכמות האמורות נמחקה העתירה, תוך שמירת זכויות הצדדים לפי הצורך, וכן הגישו שותפי תמר ביום 9 בדצמבר 2014 ערעור לשר האנרגיה על החלטתו של הממונה על ענייני הנפט כאמור. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים טרם ניתנה החלטה בערעור.

ד) הערכת עתודות הגז הטבעי והקונדנסט בשדה הגז "תמר":

על פי דוח שהוכן ע"י חברת NSAI בחודש פברואר 2015, על פי SPE-PRMS, עתודות הגז הטבעי בפרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגות כעתודות בהפקה נכון ליום 31 בדצמבר 2014 המסווגות Proved Reserves הינן כ- BCM 215.25 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ- BCM 299.3. על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר תמר ותמר SW המסווגות כעתודות בהפקה נכון ליום 31 בדצמבר 2014 המסווגות Proved Reserves הינה כ- Million Barrels 9.9 וכמות העתודות המסווגות Proved + Probable Reserves הינה כ- Million Barrels 13.7. העתודות לעיל אינן כוללות את העתודות הגולשות לרישיון ערן, ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

4. עסקה משותפת "מיכל מתן" (חזקת "תמר" ו"דלית") (המשך):

ה) קידוח "דלית":

בשנת 2009 בוצע קידוח ימי "דלית" במרחק של כ- 50 ק"מ מחוף ישראל אשר בעקבותיו הוכרז על ממצא מסחרי.

על פי דוח אחרון שנתקבל מחברת NSAI, בחודש מרץ 2013, על פי PRE-PRMS סבורה NSAI כי מבנה "דלית" מופרד בשברים למספר תאי שבר וכי יתכן כי השברים שאינם מחוברים לתא השבר העיקרי בו בוצע קידוח "דלית", תהיה איכות המאגרים שונה מזו שנתגלתה בבלוק העיקרי. לאור הנ"ל סיווגה NSAI חלק ממאגרי הגז בחזקת "דלית" כמשאבים מותנים וחלק כמשאבים מנובאים. על פי הדוח כמות המשאבים המותנים בחזקת "דלית" נכון ליום 31 בדצמבר 2012 נעה בין כ- 6.1 BCM (האומדן הנמוך) לבין כ- 9.5 BCM (האומדן הגבוה). בדוח המשאבים מצויין כי המשאבים המותנים מותנים באישור פרויקט הכולל תוכנית פיתוח מאושרת וצפי סביר למכירת גז טבעי. ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

השותפות, ביחד עם שותפיה מפרויקט תמר, הגישו לממונה על ענייני הנפט והגז תוכנית פיתוח שהינה משולבת בתוכנית הפיתוח של שדה "תמר". כמו כן, השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר מעדכנים מיפוי של מאגר דלית וכן מבצעים ניתוח של המאגר, וזאת בהתבסס על סקר סייסמי 3D, שבוצע בעיקר בשנת 2013 בשטח דלית.

5. עסקה משותפת "רציו ים":

א) העסקה המשותפת רציו ים הינה עסקה משותפת לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בשטחי חזקות ליתן צפון וליתן דרום (להלן: "החזקות") וברישיין חנה. נובל הינה מפעילת העסקה המשותפת. (ראה ביאור 11D1).

ב) עדכון הערכת המשאבים במאגר ליתן:

ביום 13 ביולי 2014 הודיעה השותפות כי בעקבות גידול מהותי בהיקף המוערך של כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שבמאגר ליתן, שמקורו בהעשרה כמותית ואיכותית של מסד הנתונים לגבי מאגר ליתן, נתקבל מחברת NSAI דוח הערכת המשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט המסווגים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) במאגר "ליתן" ליום 30 ביוני 2014, אשר נעה בין כ- 751.2 BCM (האומדן הגבוה) לבין כ- 469.6 BCM (האומדן הנמוך) ועתודות הקונדנסט בממצא ליתן המסווגות כמשאבים מותנים נכון ליום 30 ביוני 2014, נעה בין כ- 47.7 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ- 29.8 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה סעיף 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

ג) קבלת חזקות I/14 "ליתן דרום" ו-I/15 "ליתן צפון":

ביום 30 במרץ 2014 הודיעה השותפות כי ביום 27 במרץ 2014 העניק הממונה לשותפים ברישיונות, שני שטרי חזקה חלק הרישיונות - חזקה I/14 "ליתן דרום" וחזקה I/15 "ליתן צפון". שטחי החזקות כוללים את שדה הגז "ליתן", כאשר שטח חזקה I/14 "ליתן דרום" נכלל בשטח רישיון "רחל" ושטח חזקה I/15 "ליתן צפון" נכלל בשטח רישיון "עמית".

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

5. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ג) קבלת חזקות I/14 "לויטן דרום" ו-I/15 "לויטן צפון" (המשך):

התנאים אשר נקבעו בתנאי שטרי החזקות הנ"ל, זהים בעיקרם וכוללים, בין היתר, את התנאים העיקריים הבאים:

1. בעלי החזקות ושיעורי החזקותם בכל אחת מהחזקות (להלן: "בעל החזקה") הם כמפורט להלן:

נובל	39.66%
אבנר חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר")	22.67%
השותפות	22.67%
רציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת (להלן: "רציו")	15.00%
2. המפעילה במועד מתן שטר החזקה היא נובל.
3. שטח כל אחת מהחזקות משתרע על כ- 250,000 דונם.
4. תקופת החזקה היא 30 שנים, מיום 14 בפברואר 2014 ועד יום 13 בפברואר 2044 והיא ניתנת להארכה בהתאם להוראות חוק הנפט.
5. במסגרת החזקה, נדרש בעל החזקה להגיש לממונה את תכנית הפיתוח למשק המקומי בתוך 6 חודשים מיום מתן החזקה (ראה פסקה ד להלן).
6. התכנון וההקמה של מערכת ההפקה ומערכת ההולכה לחוף במסגרת תכנית ייעשו כך שהן יהיו מיועדות ליכולות הפקה והולכה אשר יאפשרו אספקה והזרמה של גז למערכת ההולכה הארצית בכמות של 1.4 מיליון מ"ק לשעה לפחות משטחי שתי החזקות יחד.
7. בעל החזקה יכלול בתכנית הפיתוח לוח זמנים מפורט לביצוע תכנית הפיתוח לגבי מערכת ההפקה למשק המקומי שלפיו ההפקה המסחרית והזרמת גז למערכת ההולכה תחל 48 חודשים ממועד מתן שטר החזקה בכפוף לסמכות הממונה לדחות או לעדכן את לוח הזמנים שנקבע בתכנית הפיתוח כאמור (ראה פסקה ד להלן).
8. יצוא גז טבעי מהחזקה יהיה טעון אישור בכתב מאת הממונה באישור שר התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים (להלן: "אישור היצוא"), בהתאם להחלטת הממשלה בעניין היצוא (החלטה מס' 422 מיום 23 ביוני 2013) (להלן: "החלטת הממשלה"). יצוין, כי לא יתאפשר יצוא בפועל אלא אם לאחר ביצוע תוכנית הפיתוח תעמוד לרשות המשק המקומי כמות של BCM 540 בהתאם לאמור בהחלטת הממשלה. כמו כן, לא יתאפשר יצוא באופן הפוגע ביכולת של בעל החזקה לספק ולהזרים משדה לויטן למערכת ההולכה הארצית כמות של 1.05 מיליון מ"ק של גז לשעה לפחות (משתי החזקות יחדיו). בכל מקרה היצוא בפועל לא יחל לפני מועד תחילת ההזרמה אל מערכת ההולכה לספק.
- למרות האמור לעיל, הממונה יהיה רשאי לשקול להפחית את הכמות שבעל החזקה נדרש לספק ולהזרים משדה לויטן למערכת ההולכה הארצית כאמור, וזאת אם נוכח, בין היתר, כי בעל חזקה אחר אשר יקבל חזקה לאחר יום 27 במרץ 2014, מזרים או צפוי להזרים בלוח זמנים סביר, גז למערכת ההולכה הארצית.
9. 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, ולא תגרע מהכמות המותרת ליצוא לפי אישור היצוא ככל שיינתן.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

5. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ג) (המשך):

10. הממונה רשאי לדרוש מבעל החזקה, אם ראה צורך בכך בשל נסיבות מיוחדות, להוסיף למערכת ההפקה ומערכת ההולכה שיקים בעל החזקה 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 כי אין לתוספת כדאיות כלכלית לבעל החזקה, רק אם ימצא לכך פתרון. דרש הממונה כאמור, יכין בעל החזקה תוספת לתכנית הפיתוח ויגיש אותה לאישור הממונה בתום התקופה שיקבע הממונה בדרישתו.

11. לצורך הבטחת מילוי הוראות שטר החזקה וכתבי אישור, להבטחת תשלומים לפי כל דין מבעל החזקה למדינה וכתנאי להענקת שטר החזקה, נדרש בעל החזקה להמציא ערבות בנקאית אוטונומית בלתי מותנית ובלתי חוזרת לטובת מדינת ישראל (להלן: "הערבות"). גובה הערבות שהועמדה (לשתי החזקות יחד) ביום 10 באפריל 2014 הינה 50 מיליון דולר ארה"ב (100%, חלק השותפות כ- 11.3 מיליון דולר), כאשר עם מתן אישור ההפעלה תוגדל הערבות לסכום כולל של 75 מיליון דולר ארה"ב ותוגדל לסכום כולל של 100 מיליון דולר ארה"ב עם תחילת ההפקה ליצוא במסגרת הרחבה של תוכנית הפיתוח, או ביום 31 בדצמבר 2020 (לפי המוקדם). הערבות תהיה בתוקף למשך כל תקופת החזקה ותמשיך לעמוד בתוקפה גם לאחר פקיעת החזקה כל עוד לא הודיע הממונה שאין צורך בה ובכפוף לסעיף 57(ג) לחוק הנפט.

יצוין כי עם הפקדת הערבויות בגין החזקות, הוחזרו במהלך חודש אפריל 2014 הערבויות הקיימות שהועמדו בגין קידוח "לוייתן 2" וכן בגין הארכת רישיונות "רחל" ו"עמית". 12. שטרי החזקות כוללים הוראות נוספות לרבות בנושאים הבאים: מכירה למשק הישראלי וליצוא; מרכיבי תוכנית הפיתוח (לרבות מטרות, אמות מידה ולוחות זמנים); הסדרי ביטחון; תחזוקה וטיפול בתקלות; בדיקות, דיווחים ופיקוח; מתן שירותים לבעלי חזקות אחרות; הוראות לעניין שמירה על הסביבה, בטיחות, מגבלות על העברה או שעבוד של שטר החזקה ושל נכסי מערכת ההפקה; אחריות, שיפוי וביטוח.

ד) מתווה מוצע לפיתוח מאגר לוייתן:

המתווה לפיתוח מאגר לוייתן כולל בעיקרו שני שלבים: השלב הראשון מתוכנן לכלול אספקת גז טבעי לשוק המקומי והאזורי באמצעות הקמת מתקן ימי צף (FPSO), להפקה ולטיפול בגז טבעי בהיקף יומי מקסימאלי של כ- 1.6 BCF ליום (כ- 16 BCM לשנה) והשלב השני מתוכנן לכלול בעיקרו יצוא של גז טבעי.

בהתאם לתנאי שטרי החזקות, הגישה המפעילה לממונה בחודש ספטמבר 2014 טיוטה ראשונית של תוכנית לפיתוח השלב הראשון הנ"ל (להלן: "טיוטת תוכנית הפיתוח"). בחודש נובמבר 2014 התקבלו הערותיו של הממונה לטיוטת תוכנית הפיתוח ובחודש דצמבר 2014 הוגשה טיוטה מעודכנת לאור הערות שהתקבלו מהממונה על ענייני הנפט. נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבל אישור הממונה לתוכנית הפיתוח האמורה.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

5. עסקה משותפת "רציו ים" (המשך):

ד) (המשך):

השותפים בפרויקט לויתן והממונה על ענייני הנפט נמצאים בדיונים על הערות כאמור לתוכנית הפיתוח. לפי הערכה ראשונית של המפעילה, עלות פיתוח השלב הראשון של מאגר לויתן מוערכת בסכום של כ- 6-7 מיליארד דולר ארה"ב (100%).

הפיתוח המשווער לשלב הראשון של מאגר לויתן הוא כ- 3.5 שנים ממועד קבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח השלב הראשון הנ"ל. אולם נכון למועד פרסום הדוח, לא ניתן לקבוע לוח זמנים משוער לביצוע השלב הראשון בפיתוח מאגר לויתן בנוסף, בחודש אוקטובר 2014, אושרו על ידי ממשלת ישראל תנאי תוכנית מתאר ארצית, תמ"א 37 ח' (קבלה וטיפול בגז טבעי - מתגליות בים ועד מערכת ההולכה הארצית).

כמו כן, השותפים בפרויקט לויתן ממשיכים בבחינת האפשרויות לביצוע תוכנית פיתוח השלב השני למאגר לויתן ובמסגרתו מבוצעת בחינת הקמת מתקן גז"ן צף (FLNG).

ה) קידוח למטרות עמוקות:

השותפים בפרויקט בוחנים חלופות שונות לביצוע קידוח למטרות עמוקות בשטח חזקות לויתן, שיבוצע, במידת האפשר, במסגרת תוכנית קידוחים רחבה יותר שעשויה לכלול קידוחי חיפוש והפקה נוספים בנכסי נפט וגז בהם פועלים שותפי הפרויקט באזור וכן בחינה של זמינות אסדה מתאימה באזורנו לשם ביצוע קידוח יחיד. בהקשר זה יובהר כי לא הובאה לאישור השותפים בפרויקט החלטה על ביצוע ותקציב לקידוח וטרם הוחלט על מועד צפוי לקידוח, ככול שיוחלט על ביצועו.

ו) לעניין הודעת הממונה על ההגבלים העסקיים והשלכתה על פיתוח מאגר לויתן (פסקה ד לעיל) ועל קידוח למטרות עמוקות (פסקה ה לעיל), ראה ביאור 11טו להלן.

ז) קידוח "לויתן 2" בחזקת "לויתן צפון":

פעולות הקדיחה של קידוח ההערכה "לויתן 2" החלו במרץ 2011 והופסקו במאי 2011 עקב שפיעה של מים מהקידוח. בנובמבר 2012 הודיעה המפעילה כי פעולות האטימה של הקידוח הושלמו, ושפיעת המים ממנו הופסקה. המפעילה, בתיאום עם משרד האנרגיה והמשרד להגנת הסביבה, קיימה מספר סקרי ניטור באזור הקידוח בכדי לוודא שאין דליפה מהבאר, כשהאחרון שבהם נערך במהלך ינואר 2015. נכון למועד פרסום הדוחות ממצאי הסקרים מעידים כי אין שפיעה מהבאר.

ח) קידוח "דולפין 1" ברישיון חנה:

על פי הדוח האחרון שנתקבל מחברת NSAI בחודש מאי 2013, על פי כללי SPE-PRMS כמות המשאבים המותנים של גז טבעי במאגר "דולפין" ליום 31 בדצמבר 2012, נעה בין כ- BCM 5.03 (האומדן הגבוה) לבין כ- BCM 1.05 (האומדן הנמוך). ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

בדוח המשאבים צויין כי המשאבים המותנים מצויים באזור שלא פותח (undeveloped location) ועל כן ההערכה מבוססת על אומדן נפח המאגר ויעילות ההפקה (recovery efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גיאולוגיים ותכונות מאגר דומים. המשאבים מותנים באישור תכנית פיתוח לפרויקט "דולפין" ובהצגת היתכנות כלכלית לפרויקט. כמו-כן הודיעו השותפים כי תבחן בעתיד חלופות שונות למסחור הגז הטבעי שבמאגר דולפין 1, וזאת במסגרת בחינת האפשרויות לשלב את תכנית הפיתוח של המאגר עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים, לרבות מאגר לויתן ומאגר תמר, אשר יתכן ויאפשרו פיתוח משותף כנ"ל.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

6. עסקה משותפת "אלון":

א) בחודש אוגוסט 2014 קיבלו השותפים הודעה מטעם הממונה כי מאגרי הגז הטבעי "כריש" ו"תנין" הנמצאים ברשימות 366/אלון C ו-364/אלון A בהתאמה, מהווים ממצא כמשמעה בחוק הנפט, התשי"ב 1952.

ב) בחודש נובמבר 2014 הודיעה השותפות כי שר התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים, הודיע לשותפים ברישיון 364/אלון A ובחזקת I/15 "לוייתן צפון" על החלטתו, לאחר קבלת המלצת מועצת הנפט במשרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים, לאשר את שינוי גבולות רישיון 364/אלון A על-ידי גריעת שטח המצוי בחזקת I/15 "לוייתן צפון" והוספתו לשטח רישיון 364/אלון A וכן גריעת שטח מרישיון 364/אלון A והוספתו לשטח חזקת I/15 "לוייתן צפון". יובהר כי שינוי הגבולות כאמור אינו כולל את שטח שדה הגז הטבעי לוייתן.

ג) קידוח "תנין 1" בשטח רישיון 364/אלון A:

קידוח "תנין 1" החל בשנת 2011 והסתיים בחודש פברואר 2012. על-פי דוח אחרון שהוכן על-ידי חברת NSAI בחודש מרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן), על-פי SPE-PRMS, חלק מהמשאבים במאגר תנין הוכחו על-ידי הקידוח, ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים (Contingent Resources), בעוד שחלק מהמשאבים טרם הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים. על-פי הדוח כמות המשאבים המותנים במאגר תנין נכון ליום 31 בדצמבר 2014 היא כ- BCM 32.9 (האומדן הגבוה), לבין כ- 13 BCM (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר תנין נעה בין כ- 2.3 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ- 0.9 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

בכוונת השותפים לבחון בעתיד אפשרויות שונות לפיתוח מאגר תנין ובכלל זה בחינת האפשרות לשלב את פיתוחו עם תוכניות פיתוח של מאגרים סמוכים, לרבות במאגר לוייתן.

ד) קידוח "כריש 1" בשטח רישיון 366/אלון C:

בחודש יוני 2013 הסתיים קידוח הניסיון "כריש 1" אשר החל בחודש מרץ 2013. הקידוח הימי ממוקם כ- 75 ק"מ מערבית לחיפה.

על פי דוח אחרון שהוכן על ידי חברת NSAI בחודש יולי 2013, על פי כללי SPE -PRMS חלק מהמשאבים (גז טבעי וקונדנסט) בקידוח "כריש 1" הוכחו על ידי הקידוח, ולפיכך סווגו כמשאבים מותנים (Contingent Resource) בעוד שחלק מהמשאבים (גז טבעי וקונדנסט) טרם הוכחו ולפיכך נותרו בסיווג של משאבים מנובאים. על פי הדוח כמות המשאבים המותנים של גז טבעי בממצא כריש נכון ליום 30 ביוני 2013 נעה בין כ- BCM 43.5 (האומדן הגבוה) לבין כ- BCM 29.9 (האומדן הנמוך).

עתודות הקונדנסט בממצא כריש המסווגות כמותנים נכון ליום 30 ביוני 2013 נעה בין כ- 14.7 Million Barrels (האומדן הגבוה) לבין כ- 10.8 Million Barrels (האומדן הנמוך). ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

לאחר שתאושר תכנית פיתוח על ידי השותפים ובהוכחת היתכנות כלכלית לפיתוח המאגר, חלק מהמשאבים המותנים עשויים להיות מסווגים כעתודות.

בכוונת השותפים לבחון בעתיד אפשרויות שונות לפיתוח ממצא כריש, בכלל זה בחינת האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכנית פיתוח של מאגרים סמוכים.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

6. עסקה משותפת "אלון" (המשך):

ה) לעניין הודעת הממונה על ההגבלים העסקיים בקשר לקידוחים כריש ותנין, ראה ביאור 2011.

7. בלוק 12 בקפריסין:

א) בחודש פברואר 2013, לאור קבלת אישור ממשלת קפריסין, חתמה השותפות ביחד עם אבנר על הסכם זיכיון, לפיו מחזיקה השותפות 15% מהזכויות בבלוק 12 שבשטח המים הכלכליים של קפריסין.

ב) בחודש מאי 2014, Noble Energy International Ltd (להלן: "נובל קפריסין"), הודיעה לשותפות כי התקבלה אצלה הודעת שר האנרגיה של קפריסין על החלטת מועצת השרים של קפריסין, לאשר את ההארכה השניה של תוקף רישיון בלוק 12, מכח הסכם הזיכיון (Production Sharing Contract) ("הסכם הזיכיון"), בתקופה בת שנתיים, עד ליום עד יום 23 במאי 2016 (להלן: "תקופת ההארכה השניה").

בתקופת ההארכה השניה, מחויבים השותפים ברישיון בלוק 12 לבצע קידוח ניסיון נוסף (מחוץ לגבולות ממצא אפרודיטה) עד ליום 23 באוקטובר 2015.

ככל שלא יתבצע קידוח ניסיון נוסף בתקופת ההארכה השניה, תהא רשאית רפובליקת קפריסין לחלט ערבות בסך של 6 מיליון דולר (100%), שהועמדה לטובתה על-ידי נוכל קפריסין עבור כלל השותפים בבלוק 12, והכל בכפוף להסכם הזיכיון. יצויין כי, השותפות ושותפיה (להלן: "השותפים") בבלוק 12, ביחד עם ממשלת קפריסין, בוחנים אפשרויות לשינוי תוכנית העבודה המחייבת בקשר עם קידוח הניסיון. בכוונת נוכל קפריסין להגיש לממשלת קפריסין בקשה לשינוי תוכנית העבודה המחייבת מכוח הסכם הזיכיון טרם חלוף המועד לביצוע קידוח הניסיון. בהתאם לתנאי הסכם הזיכיון, לאור ההארכה הנ"ל, צומצם שטח רישיון בלוק 12 ב-25% משטחו המקורי ל-2,684 קמ"ר.

ג) מתווה מוצע לפיתוח מאגר "אפרודיטה":

נכון למועד פרסום הדוח, בוחנים השותפים בבלוק 12, ביחד עם ממשלת קפריסין, אפשרויות במסגרתן תתאפשר אספקת גז טבעי לשוק המקומי בקפריסין ויצוא של גז טבעי בצנרת לשווקים אחרים ובכללם השוק המצרי ובכלל לשוק המקומי בקפריסין ולשוק המצרי (להלן: "שווקי היעד"). בכוונת השותפים בבלוק 12 להגיש לממשלת קפריסין במהלך המחצית השנייה לשנת 2015 הודעה על הכרזת מסחריות למאגר אפרודיטה מכח הסכם הזיכיון וכן טיוטת תוכנית פיתוח למאגר אפרודיטה, אשר תכלול תוכנית ראשונית להקמת מתקן הפקה עצמאי צף בשטח המאגר ומכירה של גז טבעי בנקודת היציאה של המתקן הצף והולכתו בצנרות ימיות, אל שווקי היעד (להלן: "מתווה תוכנית הפיתוח").

לפי הערכה ראשונית של נוכל קפריסין, שנמסרה לשותפות ולממשלת קפריסין, ובטרם סיום בדיקות התכנות טכנו-כלכליות, לרבות ביצוע תכנון הנדסי מלא, העלות המשוערת של מתווה תוכנית הפיתוח, ללא עלות בניית הצנרות אל שווקי היעד, מוערכת בסכום של כ-3.5 עד כ-4.5 מיליארד דולר ארה"ב (100%) (להלן: "עלות פרויקט מוערכת"). יודגש כי עלות זו כוללת את עלות רכישת המתקן הצף, אולם בכוונת השותפים לבחון אפשרות לחכור את המתקן הצף לתקופת ההפקה מהמאגר או לחלקה באופן שיפחית משמעותית את עלויות הפיתוח הראשוני. יובהר כי מתווה תוכנית הפיתוח טרם אושר על ידי ממשלת קפריסין והינו כפוף, בין היתר, לחתימת

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

7. בלוק 12 בקפריסין (המשך):

ג) (המשך):

הסכמים לאספקת גז טבעי אל שווקי היעד, הסדרים מימוניים, אישורים רגולטוריים והסכמי מסגרת בין-ממשלתיים. המועד המתוכנן לתחילת אספקת גז טבעי ממאגר אפרודיטה הינו במחצית הראשונה של שנת 2020.

יודגש כי התוכנית המוזכרת לעיל, לרבות עלות הפרויקט המעורכת, תקציב הביניים ולוחות הזמנים הינם בשלבים ראשוניים ובטרם ביצוע בדיקות טכנו-כלכליות, תכנון הנדסי ובחינת שווקי היעד. כמו כן, השותפים בבלוק 12 בוחנים במקביל אפשרויות נוספות לפיתוח המאגר, לרבות האפשרות לשלב את פיתוחו עם תכניות פיתוח של מאגרים סמוכים המצויים בשטח המים הכלכליים הישראלי, לרבות מאגר לויתן ותמר (להלן: "חלופות פיתוח").

יודגש כי לכל אחת מחלופות הפיתוח הנבחנות לוח זמנים ועלויות הקמה והפעלה שונות בתכלית ועל כן עד אשר תיבחר החלופה המועדפת לא ניתן להעריך באופן מדויק את לוחות הזמנים ותקציב הפיתוח של המאגר. כמו כן יודגש כי כל תוכנית פיתוח תחייב, מטבע הדברים, הסדרים רגולטוריים, מסחריים ומימוניים רחבים לאור יעוד החלק הארי של משאבי הגז הטבעי במאגר אפרודיטה ליצוא.

ד) קידוח "אפרודיטה 2":

בחודש אוקטובר 2013 הסתיים ביצוע קידוח ההערכה "אפרודיטה A-2" (לרבות מבחני הפקה) בשטח בלוק 12 בקפריסין (להלן: "הקידוח"). הקידוח מהווה חלק מתוכנית העבודה המחייבת שאושרה ע"י ממשלת קפריסין מכוח הסכם הזיכיון (Production Sharing Contract), ותכליתו לאשש את אומדני המפעילה והשותפות לגבי היקף המאגר וטיבו, שעל בסיסם, בין היתר, תתקבלנה החלטות לגבי פיתוחו. יצוין כי הקידוח עשוי לשמש בעתיד כקידוח הפקה במסגרת תכנית הפיתוח העתידית של מאגר אפרודיטה. עומק המים באתר הקידוח הוא כ- 1,750 מטר, והעומק הסופי של הקידוח היה כ- 5,800 מטר מפני הים.

על פי דוח שהוכן על ידי NSAI על פי SPE-PRMS, כמות המשאבים המותנים של גז טבעי המסווגים בשלב הצדקת פיתוח (Development Pending) בבחינה במאגר "אפרודיטה", נכון ליום 30 בספטמבר 2014 נעה בין כ- BCM 132.5 (האומדן הגבוה) לבין כ- BCM 53.4 (האומדן הנמוך). על פי הדוח האמור, עתודות הקונדנסט במאגר "אפרודיטה" המסווגות בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending) נכון ליום 30 בספטמבר 2014 נעה בין כ- Million Barrels 10.3 (האומדן הגבוה) לבין כ- Million Barrels 3.1 (האומדן הנמוך), ראה פסקה 8 להלן בדבר אי וודאות בהערכת עתודות.

8. הערכות עתודות גז טבעי, קונדנסט ומשאבים מותנים:

ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הגז הטבעי, קונדנסט ומשאבים מותנים בזכויות השותפות בחזקות וברישיונות לחיפושי נפט וגז מבוססות, בין היתר על מידע גיאולוגי, גיאופיזי ואחר שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה בזכויות הנ"ל. ההערכות הנ"ל הינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. ההערכות בגין כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ואו משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

9. הסכם אופציה לרכישת זכויות ברשיונות נטע ורועי:

בהתאם להסכם שנחתם בחודש נובמבר 2012 לשותפות, יחד עם אבנר, אופציה לרכוש מ- Edison International S.P.A (להלן: "אופציה Edison") את האופציה שהוענקה לה על-ידי רציו לרכישת זכויות השתתפות בשיעור כולל של 20% (מתוך 100%) ברשיונות 398/נטע ו-399/רועי, מזה חלק השותפות 10%. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות טרם מימשה את האופציה לרכישת אופציה Edison ואין כל וודאות שהיא תרכוש את הזכויות ברשיונות נטע ורועי.

10. מידע נוסף:

א) שטרי החזקות ניתנו בכפוף לחוק הנפט והם מקנים לשותפים בחזקות זכות ייחודית להפיק נפט וגז טבעי בשטחי החזקות לתקופה של 30 שנה עם זכות להאריך ב-20 שנה נוספות, בהתאם ובכפוף להוראות חוק הנפט.

ב) בחודש מרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) הודיעו השותפים על החלטתו של הממונה להאריך את תוקף רישיון 351/חנה עד ליום 14 ביוני 2015 לצורך השלמת בדיקת הנתונים לגבי קיומו של ממצא בשטח הרישיון.

ג) בחודש מרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) הודיעו השותפים על החלטתו של הממונה להאריך את תוקף רישיונות 364/אלון A ו-366/אלון C עד ליום 1 בספטמבר 2015.

ד) נכון למועד פרסום הדוח, פקעו רישיונות 353/ערן, 358/רות A, 359/רות B, 365/אלון B, 369/אלון F. השותפות הגישה יחד עם שותפיה לכל אחד מהרישיונות הנ"ל, ערעורים לשר האנרגיה על החלטותיו של הממונה שלא להאריך את תוקפן.

ה) בחודש מרץ 2012 הגישה השותפות יחד עם שותפיה ברשיונות 361/רות D ו-368/אלון E ערעור לשר האנרגיה על החלטת הממונה על ענייני הנפט שלא להאריך את תוקפם של הרישיונות. בחודש ספטמבר 2014 הודיע שר האנרגיה לשותפים ברשיונות רות D ואלון E על החלטתו לדחות את הערעור. לאור החלטת שר האנרגיה כאמור, השותפות שוקלת את צעדיה בקשר עם ההחלטה לרבות באמצעות פנייה לארכעות.

ו) הסכם הזכיון בין השותפות לבין רפובליקת קפריסין מגדיר, בין היתר, את זכותה של רפובליקת קפריסין בחלק מהנפט ו/או הגז המופק, ככל שיופק, בהתאם להסדרים הקבועים בהסכם הזכיון.

ז) ביום 12 במרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) הגישה השותפות, ביחד עם אבנר (להלן: "העותרות"), עתירה לבית המשפט הגבוה לצדק, הכוללת בעיקרה בקשה למתן צו על תנאי נגד שר האנרגיה והממונה, אשר מורה להם ליתן טעם מדוע לא תבוטל החלטת שר האנרגיה, הדוחה את הערעור ומדוע לא יוארך תוקפם של רישיונות אביה וקרן.

ביסודה של העתירה הסכם אליו הגיעו העותרות עם הממונה, לפיו יותר להן להמשיך ולהחזיק ברשיונות אביה וקרן אם יוותרו על רישיונות אחרים שניתנו להן, ויעבירו 75% מרישיונות אביה וקרן, באופן שהחזקותיהן בהם לא יעלו על 25%. לטענת העותרות, הממונה מנע את העברת הזכויות ברשיונות אביה וקרן ואת קיום ההסכם, ואף סירב להאריך את תוקף הרישיונות שפקעו.

העתירה מכוונת להחלטת השר לדחות את ערעורן של העותרות על התנהלותו של הממונה בעניין ובמסגרתה טענו העותרות, בין היתר, כי התנהלותו של הממונה עולה כדי הפרה של הסכם שלטוני,

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 7 - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך):

ג. פעילות השותפות בחיפושי נפט וגז (המשך):

10. מידע נוסף (המשך):

ז (המשך):

וכן כי לא קוים בעניינן הליך הוגן, באופן שנמנעה מהן זכות הטיעון בפני השר בטרם נתן החלטתו בערעור.

ביאור 8 - זכאים ויתרות זכות:

הרכב:

31.12.2013	31.12.2014	
990	841	התחייבויות לבעלי ענין (ביאור 20)
14	3,604	מוסדות
59,754	47,928	ספקים וזכאים שונים במסגרת עסקאות משותפות
347	106	תשלום מבוסס מניות (ראה ביאור 12ח)
1,734	920	הוצאות לשלם וזכאים אחרים
<u>62,839</u>	<u>53,399</u>	סך-הכל

ביאור 9 - התחייבויות לתאגידים בנקאיים ואגרות חוב שהונפקו:

א. התחייבויות לתאגידים בנקאיים:

התחייבויות לתאגידים בנקאיים לזמן קצר ליום 31 בדצמבר 2013 בסך של כ- 380.8 מיליון דולר והתחייבות לתאגידים בנקאיים לזמן ארוך לאותו מועד בסך של כ- 304.9 מיליון דולר בקשר עם מימון פרויקט תמר ומימון פרויקט לויתן נפרעו במלואן במהלך שנת החשבון מתוך תמורת אגרות חוב שהונפקו במאי 2014, כמתואר בפסקה ב' להלן.

ב. אגרות חוב שהונפקו:

ביום 19 במאי 2014 הושלם בהצלחה הליך הנפקת אגרות חוב שהוצעו על-ידי דלק ואבנר (תמר בונד) בע"מ (להלן: "המנפיקה"), חברה יעודית (SPC) המוחזקת בחלקים שווים על ידי השותפות ואבנר (להלן: "השותפויות"), לפיו הונפקו אגרות חוב בהיקף כולל של 2 מיליארד דולר. תמורת ההנפקה הועמדה על-ידי המנפיקה כהלוואות לשותפויות, בחלקים שווים ביניהן (היינו - 1 מיליארד דולר לכל אחת מהשותפויות) ובתנאים זהים לתנאי אגרות החוב (Back To Back) (להלן: "ההלוואה"). יודגש, כי השותפויות אינן ערבות זו לזו וכל אחת אחראית להחזר ההלוואה שנלקחה על-ידה.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 9 - התחייבויות לתאגידים בנקאיים ואגרות חוב שהונפקו (המשך):

ב. אגרות חוב שהונפקו (המשך):

אגרות החוב הונפקו ב-5 סדרות שונות, כמפורט להלן:

סכום

<u>מועד פרעון</u>	<u>ריבית קבועה</u>	<u>במיליוני דולר</u> ¹¹	
דצמבר 2016	2.803%	400	סדרה 1
דצמבר 2018	3.839%	400	סדרה 2
דצמבר 2020	4.435%	400	סדרה 3
דצמבר 2023	5.082%	400	סדרה 4
דצמבר 2025	5.412%	400	סדרה 5

ביום 15 במאי 2014, קיבלה המנפיקה את אישור הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ לרישום אגרות החוב למסחר במערכת "רצף המוסדיים" בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

במסגרת העסקה התחייבו המנפיקה והשותפויות, 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 השותפויות, לפי הענין, סכומים נוספים, ככל שידרש על מנת שהסכומים נטו שיקבל תושב החוץ יהיו שווים לסכומים שהיה מקבל אותו תושב חוץ אלמלא היה נדרש ניכוי המס במקור כאמור. בהקשר זה יצוין, כי ביום 27 במרץ 2014 קיבלו השותפויות אישור מרשות המסים כי אגרות החוב שישחרו במסגרת מערכת "רצף המוסדיים" בבורסה הינן אגרות חוב הנסחרות בבורסה בישראל לענין 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 חוב הנסחרות בבורסה), והכל בכפוף לתנאים שפורטו באישור רשות המסים והוראות פקודת מס הכנסה והתקנות מכוחה.

להבטחת פירעון אגרות החוב שיעבדו השותפויות את זכויותיהן בפרויקט תמר ובעיקרן, זכויותיהן של כל אחת מהשותפויות בחזקת תמר, בהסכמי מכירת גז וקונדנסט, בהסכם התפעול המשותף בין כל השותפים בפרויקט תמר וזכויות הצדדים בצידוד המשותף תחתיו (לרבות הפלטפורמה, בארות, מתקנים מערכת ההפקה וציוד נוסף), בהסכם למתן זכויות שימוש במתקני ים תטיס, חשבונות בנק הכוללים בין היתר את החשבונות בהם מופקדות הכנסות השותפויות ממכירת גז וקונדנסט מפרויקט תמר, בפוליסות ביטוח (למעט ביטוח אחריות) 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 בטחונית חיצוניים לפרויקט תמר. ברם, עד להתקיימות תנאים מסוימים (וכל עוד הם מתקיימים), או חלוף 4 שנים ממועד הנפקת אגרות החוב, לפי המאוחר, תהא לבעלי אגרות החוב זכות חזרה לנכסים אחרים של השותפות לגבי מחצית מן הכספים שתמשוך השותפות מתוך החשבונות המשועבדים. זכות החזרה של בעלי אגרות החוב מוגבלת בסכום וכן מוגבלת אך ורק לנכסים שלא שועבדו או שישועבדו על-ידי השותפות בשעבוד (Limited Recourse) ומבלי שבעלי אגרות החוב זכאים לפתוח בהליכי פשיטת רגל כנגד השותפות.

יצוין, כי השעבודים האמורים כפופים לזכויות תמלוגים של המדינה וכן לזכויות בעלי תמלוגים אחרים הזכאים לקבל תמלוגים מהשותפות (לרבות בעלי עניין), וכי לטובת בעלי התמלוגים הנ"ל רשומים שעבודים על זכויות השותפות בחזקת תמר להבטחת ההתחייבות לתשלום התמלוגים אשר יהיו בתוקף עד לפירעון אגרות החוב. במסגרת העסקה נטלו על עצמן המנפיקה והשותפויות 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

¹¹ חלקה של השותפות הינו 50% מכל סדרות אגרות החוב שהונפקו.

ביאור 9 - התחייבויות לתאגידים בנקאיים ואגרות חוב שהונפקו (המשך):

ב. אגרות חוב שהונפקו (המשך):

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 והשותפויות 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 השותפויות.

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 מיידי 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 אחת מהשותפויות, 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 מיידי באופן אוטומטי (במקרים מסויימים, רק אם לא סולק בתוך 90 ימים).

יובהר, כי השותפויות רשאיות למכור עד 9.6% (יחד) מזכויותיהן בחזקת תמר (דהיינו עד 3% מסך הזכויות בחזקת תמר), ללא חובת פירעון חלקי מוקדם של אגרות החוב וללא צורך בקבלת אישור כלשהו מהנאמן או מבעלי אגרות החוב, וכי כל פרעון מוקדם אשר ינבע ממכירת זכויות נוספות (מעבר ל- 3% הנ"ל) בחזקת תמר יחייב פרעון חלקי של אגרות החוב (כפי שנקבע בתנאי אגרות החוב) אך ללא עמלת פרעון מוקדם. לכל אחת מהשותפויות 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.

תמורת אגרות החוב (בניכוי הוצאות הגיוס) שימשה את השותפות בעיקרה לפירעון המימון הפרויקטלי והלוואת הגישור, להפקדת כריות הביטחון והיתרה בעיקרה למימון המשך פעילותה השוטפת של השותפות, כולל ההשקעות הצפויות בנכסי הנפט של השותפות בישראל. עוד יצוין לענין זה, כי במסגרת האישור לשעבוד הזכויות בחזקת תמר שניתן לשותפויות על ידי הממונה, נקבע, בין היתר, כי תמורת אגרות החוב תיועד למתן אשראי לשותפויות לצורך פירעון יתרת הלוואות קודמות שלהן בקשר לחזקת תמר, "כרית ביטחון" להנפקה האמורה, פעילויות שאותן יבצעו בשטחים שבהם ניתנו להן זכויות נפט לפי חוק הנפט, התשי"ב - 1952 וחלוקה של סכום שלא יעלה על מאה מיליון דולר בכל שותפות.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 9 - התחייבויות לתאגידים בנקאיים ואגרות חוב שהונפקו (המשך):

ב. אגרות חוב שהונפקו (המשך):

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.

כהכנה לגיוס הנזכר לעיל ועל מנת לגדר את השינויים בשיעורי הרבית הצפויים לחול על אגרות החוב, נכנסה השותפות לעסקאות הגנה מסוג Interest Rate Swap (להלן: "עסקאות ההגנה"). עסקאות ההגנה הני"ל, בהיקף של 500 מיליון דולר, בוצעו בהתאם לתחזית פרעונות התואמת לפרעונות האג"ח, שנקבעו סופית במועד הגיוס. השותפות סיימה את עסקאות ההגנה במועד תמחור אגרות החוב תמורת תשלום של כ- 13 מיליון דולר אשר נרשמו בשנת החשבון בדוח על הרווח הכולל בסעיף הוצאות מימון.

ביאור 10 - התחייבויות אחרות לזמן ארוך:

31.12.2013	31.12.2014	
24,011	33,115	התחייבויות לסילוק נכסים במסגרת העסקאות המשותפות (ביאור 2י2)
-	87	מיסים נדחים (ביאור 19א)
159	-	תשלום מבוסס מניות (ביאור 12ח)
24,170	33,202	סך-הכל

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים:

א. על-פי הסכם השותפות, השותף הכללי יהיה זכאי ל- 0.01% מההכנסות וישא ב- 0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות. בנוסף לכך, הוסכם כי השותפות תשלם לשותף הכללי סכום של 40,000 דולר לחודש החל מיום 1 בינואר 2005 בגין דמי ניהול שוטפים והחזר הוצאות ישירות מסוימות הכרוכות בניהול השותפות, כפי שפורטו בהסכם. על-פי הסכם השותפות, יהיה השותף המוגבל (הנאמן) זכאי ל-99.99% מההכנסות וישא ב- 99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות.

ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים:

1. בין חברת האם ו"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (צד קשור) (להלן: "המעבירות") לבין השותף הכללי בשם השותפות, נחתם בשנת 1993 הסכם העברת זכויות.

על-פי ההסכם, העבירו המעבירות לשותפות זכויות ברישיונות שונים (להלן: "הזכויות המועברות"). חלק מהזכויות המועברות הסתיים תוקפן והן הוחזרו למשרד האנרגיה והמים.

השותפות התחייבה לשלם למעבירות (זכותה של "דלק" החברה הישראלית בע"מ הועברה לקבוצת דלק בע"מ), 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 5% מנכסי נפט ביבשה ו-3% מנכסי נפט בים ולאחר מועד החזר ההשקעה - 15% מנכסי נפט ביבשה ו-13% בים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ב. התקשרויות לתשלום תמלוגים (המשך):

1. (המשך):

על-פי המוסכם בין השותפות לבין מעבירות הזכות, מונה בשנת 2002 פוסק מומחה לצורך קביעת משמעותם הנכונה של הגדרות ומונחים מסוימים בנושא התמלוגים שהשותפות חייבת בהם כאמור לעיל, בעיקר לגבי הגדרת "מועד החזר ההשקעה". בהחלטתו חיווה הבורר את דעתו בקובעו, בין היתר, את דרך החישוב והאלמנטים השונים שיש ואין לקחת בחשבון לצורך קביעת "מועד החזר ההשקעה".

2. דלק השקעות אשר מוזגה בשנת 2012 לקבוצת דלק בע"מ רכשה בחודש ספטמבר 2000 את כל זכויותיה של חברת R&B Mediterranean Sea Ltd בעסקת "ים תטיס" (15% מתוך 100% מהזכויות), כשבמקביל מכרה דלק השקעות לשותפים האחרים (לרבות השותפות) חלק מהזכויות שרכשה, באותם תנאים בהם רכשה אותם בתוספת הוצאות. במסגרת זו רכשה השותפות זכויות בשיעור של כ-1.89%. דלק השקעות התחייבה לשלם תמלוג-על בשיעור 0.7% מכל נפט, גז והידרוקרבונים אחרים אשר יופקו מ"תגליות חדשות" כהגדרתן בהסכם, בשטחי רישיונות ים תטיס. תמלוג-העל האמור, יחושב על בסיס כלל התפוקה בנכסי הנפט (ולא רק מחלקה של דלק השקעות). התחייבות זו לתשלום תמלוג-העל חלה גם על כל אחד מהרוכשים.

3. ביום 21 בינואר 2007 התקשרו השותפות ואבנר בהסכם עם דור כימיקלים לרכישה של 2.5% מהזכויות ברישיונות "308/מיכל" ו-"309/מתן" (להלן: "הזכויות הנמכרות"), 1.25% מהזכויות כל אחת. 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.

4. תמלוג למדינה:

בחוק הנפט, התשי"ב-1952 נקבע, כי בעל חזקה, כמשמעות המונח בחוק, ישלם למדינה תמלוג בשיעור של שמינית אחת מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק של הבאר למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי שנקבע בחוק (ראה ביאור 14 להלן).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי:

1. פרויקט "ים תטיס":

הסכמים למכירת גז טבעי מפרויקט ים תטיס (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט):

מחיר הגז	האם נקבע מנגנון Take Or Pay ¹³	יתרה לאספקה נכון ליום 31.12.2014 (BCM)	כמות מירבית כוללת לאספקה (100%) (BCM)	תקופת אספקת הגז ¹²	תאריך חתימה	
מורכב ממרכיב קבוע ומרכיב משתנה שנקבע בהתאם לנוסחה המתבססת על מחיר הברנט (Brent) וכולל מחיר "רצפה", ללא "מחיר תקרה" ¹⁶ . בחלק מההסכמים מחיר הגז מתבסס על מחיר המזוט או הברנט (Brent). חלק מההסכמים כוללים מחיר "רצפה" וחלקם כוללים מחיר "תקרה". בהסכם אחד נקבע מחיר אשר ברובו קבוע והיתר צמוד לתעריף ייצור החשמל.	כן	(-) ¹⁵	כ-1.2	החל מחודש יוני 2011 ועד לסוף שנת 2016 ¹⁴	20.5.2011	בתי זיקוק לנפט בע"מ (להלן: "בז")
	כן	כ-2.3	כ-6.5	ההסכמים צפויים להסתיים במהלך השנים 2016-2022	2004-2012	לקוחות נוספים ¹⁷

¹² בחלק מההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת לעיל, או עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות המירבית הכוללת הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

¹³ מנגנון Take Or Pay קובע כי החברה התחייבה לרכוש או לשלם בגין כמות מינימאלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם.

¹⁴ או עד למועד בו תצרוך את הכמות שסוכמה בהסכם מיום 25.11.2012.

¹⁵ במסגרת הסכם הפשרה מיום 25.11.2012 סוכם בין הצדדים, כי סכום של כ- 25 מליון דולר אשר שולם על-ידי בז"ן עבור גז שלא סופק לה בפועל, ישמש כתשלום עבור גז שבז"ן תצרוך החל ממועד הזרמת הגז ממאגר תמר ועד לתום תקופת ההסכם. נכון למועד פרסום הדוח, סכום זה נוצל במלואו על-ידי בז"ן.

¹⁶ החל ממועד הזרמת הגז מפרויקט תמר (30.3.2013), תשלם בז"ן עבור כמויות שתצרוך לפי מחיר שנקבע בהסכם לאספקת גז טבעי בין בז"ן ושותפי תמר.

¹⁷ כולל לקוחות נוספים עימם התקשרו שותפי ים תטיס בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מהן בשנים 2013 ו-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנים האמורות. האמורה ואשר ההכנסות מהן בשנת 2015 צפויות להוות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי למשק המקומי (המשך):

2. פרויקט "תמר":

הסכמים למכירת גז טבעי וקונדנסט על-ידי שותפי תמר (הנתונים המתוארים מתייחסים ל-100% מהזכויות בנכס הנפט)¹⁸:

הצמדת המחיר	האם קיימת אפשרות הארכה בהתאם להסכם האספקה על-ידי הלקוחות	תקופת אספקת הגז הבסיסית ¹⁹	מועד תחילת אספקה משוער	האם ההסכם בתוקף במועד פרסום הדוח	חברת החשמל ²⁰
מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ²²	כ-82.5 או כ-99 בהנחת מימוש האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך חברת החשמל, כקבוע בהסכם האספקה.	אפשרות להארכה בשנתיים נוספות לכל היותר.	15 שנים ²¹	החלה האספקה ברבעון הראשון של שנת 2013	כן
המחיר מוצמד ברובו למחירי הברנט (Brent) והיתר צמוד לתעריף ייצור החשמל.	כ-5.8	אפשרות להארכה בשנתיים נוספות לכל היותר.	7 שנים ²⁵	רבעון שני של שנת 2013	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ²⁴ .
במרבית ההסכמים ההצמדה הינה לתעריף ייצור החשמל והיתר צמוד למדד המחירים לצרכן האמריקאי.	כ-72.5	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של עד שנה נוספת או שנתיים נוספות לצריכת הכמות המירבית הכוללת.	15-17 שנים למעט הסכם אחד לתקופה בת שנתיים	2013-2017	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ²⁷ .
במרבית ההסכמים ההצמדה הינה למחירי הברנט (Brent) והיתר לדלקים נזולים.	כ-1	בהסכמים לא קיימת אפשרות להארכתם.	7 שנים	אפריל- אוקטובר 2013	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ²⁹ .
בכל ההסכמים מחיר הגז נקבע על-ידי נוסחה הכוללת הצמדה ו-"מחיר רצפה".	כ-1.5	בחלק מההסכמים קיימת אפשרות להארכתם לתקופה של שנה נוספת ובחלקם לא קיימת אפשרות להארכתם.	5-7 שנים	2013-2015	כן. בכפוף לקבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים ³¹ .

¹⁸ יצויין, כי הלקוחות עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2013 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להיות פחות מ-10% מהכנסות השותפות בשנה אמורה, חולקו לקבוצות בהתאם לבסיס הצמדת המחיר שנקבע בהסכמים לאספקת גז.

¹⁹ במרבית ההסכמים, תקופת אספקת הגז תהיה בהתאם לאמור בטבלה המובאת, אך עד אשר תצרוך הרוכשת את הכמות המירבית הקבועה בהסכם, לפי המוקדם.

²⁰ לפירוט אודות ההסכם עם חברת החשמל, ראו סעיף ג2 להלן.

²¹ מתום תקופת ההרצה של פרויקט תמר.

²² לפרטים נוספים ראו סעיף ג4 להלן.

²³ אספקת כמות הגז בהסכם מותנית בהגדלת יכולת האספקה של פרויקט תמר.

²⁴ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

²⁵ ממועד סיום תקופת ההרצה של פרויקט תמר.

²⁶ כולל מספר יצרני חשמל פרטיים עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להיות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

²⁷ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

²⁸ כולל מספר לקוחות תעשייתיים עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להיות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

²⁹ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

³⁰ כולל מספר חברות לשיווק של גז טבעי עימם התקשרו שותפי תמר בהסכמים לאספקת גז, אשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנים 2013-2014 היוו פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בכל אחת מהשנים האמורות ואשר ההכנסות מכל אחד מהם בשנת 2015 צפויות להיות פחות מ- 10% מהכנסות השותפות בשנה האמורה.

³¹ נכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים לבקשת פטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. בנוסף, שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים מכתב הימנעות מאכיפה עד יום 31.3.2015.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

א. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר:

- (1) בכל אחד מהסכמי מכירת הגז הטבעי, התחייבו הרוכשות האמורות לעיל לרכוש או לשלם (Take Or Pay) בעבור כמות שנתית מינימאלית של גז טבעי בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה (להלן: "הכמות המינימאלית"). עוד קובעים הסכמי האספקה מנגנון של צבירת יתרה בגין כמויות עודפות שנצרכו על ידי הרוכשת בשנה כלשהי וניצולה להפחתת חובת הרוכשת לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל במספר שנים לאחר מכן. כמו כן, נקבעו הוראות ומנגנונים המאפשרים לכל אחת מהרוכשות האמורות, לאחר ששילמה בגין גז שלא צרכה עקב הפעלת מנגנון הכמות המינימאלית לחיוב כאמור לעיל, לקבל גז ללא תשלום נוסף עד לכמות ששילמה בגין גז שלא צרכה.
- (2) בהסכמים בהם תקופת האספקה הבסיסית ארוכה מ-7 שנים, למעט ההסכם עם חברת החשמל, ניתנה לכל אחת מהרוכשות אופציה להקטין את הכמות המינימאלית, כך שזו תעמוד על 50% מהכמות השנתית הממוצעת שצרכה בשלוש השנים שקדמו להודעה על מימוש האופציה, בכפוף להתאמות כפי שנקבע בהסכם האספקה (להלן בסעיף זה: "האופציה"). עם הקטנת הכמות המינימאלית יופחתו בהתאם יתר הכמויות שנקבעו בהסכם האספקה. כל אחת מהרוכשות האמורות תהיה רשאית לממש את האופציה הנ"ל בהודעה, שתניתן למוכרים במהלך תקופה שתחל בראשית השנה החמישית למועד ההפעלה המסחרית או ביום 1 בינואר 2018 (לפי המאוחר מביניהם) ותסתיים בתום השנה השביעית למועד ההפעלה המסחרית או ביום 31 בדצמבר 2020 (לפי המאוחר מביניהם). הודיעה הרוכשת האמורה על מימוש האופציה כאמור, תופחת הכמות בתום שנה ממועד מתן ההודעה.
- (3) בכל ההסכמים למכירת גז טבעי שנחתמו מתחילת חודש אוקטובר 2012, התחייבו שותפי תמר לפעול להגדלת קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של פרויקט תמר באמצעות הקמת מתקנים נוספים, לרבות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס ומאגר מרי B לצורך אחסון של גז טבעי מפרויקט תמר, והכל בהיקפים ובתנאים שנקבעו בהסכמי האספקה (להלן בסעיף זה: "פרויקט ההרחבה"). ביצוע פרויקט ההרחבה כפוף, בין היתר, לקבלת האישורים הנדרשים לפי כל דין. כמו כן, נקבע כי אספקת הגז במשך תקופת ביניים שתחל במועד, אשר הוגדר בהסכם האספקה ועד למועד השלמת פרויקט ההרחבה (להלן: "תקופת הביניים"), תהיה כפופה, בין היתר, לכמויות הגז שתהיינה זמינות למוכרים באותה העת, לאחר אספקת הגז ללקוחות של פרויקט ים תטיס וללקוחות אחרים של פרויקט תמר בהתאם למנגנונים שנקבעו בכל אחד מהסכמי האספקה האמורים. בכל ההסכמים האמורים במשך תקופת הביניים לא תחול ההתחייבות לרכישת הכמות המינימאלית כאמור לעיל. להערכת השותפים בפרויקט תמר, תקופת הביניים תחל בשנת 2015 ותסתיים עד לתום שנת 2017 במקרה בו פרויקט ההרחבה יבוצע בתחנת הקבלה באשדוד במתכונתו המלאה ובכפוף לקבלת כל האישורים הדרושים לביצועו. לעניין הודעת הממונה על ההגבלים העסקיים והשלכתה על הרחבת תמר ראה ביאור 2ט11 להלן.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

א. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר (המשך):

4) בהסכמי האספקה נקבעו הוראות נוספות, בין היתר, בנושאים הבאים: זכות לסיום ההסכם במקרה של הפרת התחייבות מהותית, זכות שותפי תמר לספק גז לרוכשות האמורות ממקורות גז טבעי אחרים, מנגנוני פיצויים במקרה של עיכוב באספקת הגז מפרויקט תמר או במקרה של אי אספקת הכמויות הקבועות בהסכם, מגבלות לאחריות הצדדים בהסכם, וכן בנוגע ליחסים בין המוכרים לבין עצמם בכל הקשור לאספקת הגז לרוכשות האמורות.

5) התקשרות בהסכם לאספקת קונדנסט עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "פז זיקוק"): בחודש נובמבר 2012 נחתם בין פז זיקוק לבין שותפי תמר (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), הסכם לאספקת קונדנסט, על פיו התחייבו המוכרים לספק לפז זיקוק קונדנסט במשך תקופה של חמש שנים שהחלה ממועד תחילת זרימת הקונדנסט מפרויקט תמר. מחיר הקונדנסט נקבע על-פי מחירי הברנט (Brent) בניכוי מרווח, כפי שנקבע בהסכם האספקה. עיקר המכירות של קונדנסט על ידי שותפי תמר היתה במסגרת הסכם ההתקשרות הנ"ל.

6) הסכם לאספקת גז טבעי ל"דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ: ביום 3 בדצמבר 2013 החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות (להלן: "השותף הכללי"), לאשר התקשרות של השותפות יחד עם יתר השותפים בחזקת תמר (להלן: "המוכרים" ו-"פרויקט תמר", בהתאמה) עם "דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: "דלק ישראל" או "הרוכשת"), חברה בשליטה מלאה של קבוצת דלק בע"מ, בעלת השליטה בשותף הכללי, בהסכם לאספקת גז טבעי (להלן: "הסכם האספקה" או "ההסכם"), כדלקמן: 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 צפויה להתחיל במהלך המחצית הראשונה של שנת 2015 ותסתיים בתום כ- 7 שנים או במועד בו הרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם (להלן: "תקופת ההסכם"). הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה.

בהסכם האספקה נקבע כי אספקת הגז לרוכשת במשך תקופת ביניים החל מנקודת זמן אשר הוגדרה בהסכם האספקה ועד להשלמת הגדלת קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של פרויקט תמר באמצעות הקמת מתקנים נוספים (להלן: "פרויקט ההרחבה"), תהיה בכפוף לכמויות הגז שתהיינה זמינות למוכרים באותה העת, לאחר אספקת הגז ללקוחות של פרויקט ים תטיס וללקוחות אחרים של פרויקט תמר, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. יצוין כי ביצוע פרויקט ההרחבה כפוף, בין היתר, להחלטת המוכרים באשר לתוכנית ותקציב פרויקט ההרחבה וכן לקבלת האישורים הנדרשים לפי כל דין בתנאים סבירים לשביעות רצונם של המוכרים.

מחיר הגז שנקבע בהסכם יוצמד למחירי הברנט (Brent), הכולל "מחיר רצפה" ו-"מחיר תקרה", הכל בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם.

המוכרים מעריכים כי היקף ההכנסות המצטבר ממכירת גז טבעי לרוכשת (ביחס ל-100% מהזכויות בפרויקט תמר) בתקופת ההסכם (וזאת בהתבסס על הערכת המוכרים לגבי מחיר

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

א. פרטים נוספים אודות כל ההסכמים למכירת גז טבעי על-ידי שותפי תמר (המשך):

(6) (המשך):

וכמות הגז הטבעי שתירכש במהלך תקופת ההסכם), עשוי להסתכם בכ-105 מיליון דולר ארה"ב. יובהר כי ההכנסות בפועל יגזרו ממכלול גורמים, לרבות כמויות הגז שתירכשנה בפועל על-ידי הרוכשת ומחיר הברנט. תנאי מתלה לכניסתו לתוקף של הסכם האספקה הינו קבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים וכן התקשרות הרוכשת בהסכם להובלת גז טבעי עם נתג"ז.

(7) הסכמים לאספקת גז טבעי לאיי.פי.פי דלק שורק בע"מ:

ביום 6 במרץ 2014, החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות, לאשר התקשרות של השותפות יחד עם יתר השותפים בחזקת תמר (להלן: "המוכרים" ו-"פרויקט תמר", בהתאמה) ולהסמיך את הנהלת השותף הכללי בשותפות לחתום על הסכם לאספקת גז טבעי, עם איי.פי.פי דלק שורק בע"מ (להלן: "הרוכשת"), חברה הנשלטת (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק בע"מ, בעלת השליטה (בשרשרת) בשותף הכללי בשותפות, (להלן: "הסכם האספקה").

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 צפויה להתחיל במהלך הרבעון הראשון של שנת 2016 ותסתיים בתום כ- 15 שנים או במועד בו הרוכשת תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם.

הרוכשת התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה.

בהסכם האספקה נקבע כי במשך תקופת ביניים החל ממועד הזרמת הגז לרוכשת ועד להשלמת הגדלת קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של פרויקט תמר לרמה הקבועה בהסכם, אספקת הגז לרוכשת, תהיה בכפוף לכמויות הגז שתהיינה זמינות למוכרים באותה העת.

מחיר הגז שנקבע בהסכם יוצמד למדד המחירים לצרכן הישראלי ולמדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S. CPI), ההצמדה כוללת "רצפה" ו-"תקרה", והכל בהתאם לנוסחה שנקבעה בהסכם האספקה.

(8) נכון למועד אישור הדוח, קיימת מחלוקת בין השותפות ביחד עם שותפי תמר לבין הלקוחות

עיינו נחתמו הסכמים למכירת גז הכוללים הצמדה לתעריף ייצור החשמל, בנוגע להצמדת מחיר הגז בגין כמויות שסופקו בתקופה שמחודש מאי 2013 ועד לחודש פברואר 2015. מחלוקת זו נוצרה עקב החלטת רשות החשמל מיום 22 ביולי 2013 על עדכון תעריף רכיב הייצור במסגרתה פוצל תעריף הייצור האחיד שהיה קיים עד לאותו מועד למספר תעריפים שונים. נכון ליום 31 בדצמבר 2014, הסכום הכולל הנתון במחלוקת כאמור מסתכם בכ- 10.3 מיליון דולר (חלק השותפות) מתוכו לא הכירה השותפות בכ- 3.9 מיליון דולר. בדוחות הכספיים הוכרה הכנסה על בסיס התעריף המוסכם האחרון שהיה נהוג קודם לפיצול. יצוין כי ביום 21 בינואר 2015 פורסמה החלטת רשות החשמל בעניין תעריף הייצור המעודכן (אשר נכנס לתוקף ביום 1 בפברואר 2015) במסגרתה צומצמו במידה ניכרת הפערים בין תעריפי הייצור השונים. להערכת השותפות, בהתבסס גם על הערכת יועציה המשפטיים, קיים סיכוי טוב (מעל 50%) שעמדת השותפות באשר לאופן ההצמדה לתעריף ייצור החשמל תתקבל.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

ב. פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל:

על פי ההסכם קיימת לחברת החשמל אופציה להגדלת הכמות החוזית הכוללת לכ- BCM 99 (להלן בסעיף זה: "האופציה"). האופציה מתייחסת לשתי תקופות כמפורט להלן: (א) עד ליום 15 באפריל 2013 תוכל חברת החשמל לממש את האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך עד לסוף שנת 2019. ביום 11 באפריל 2013, הודיעה חברת החשמל לשותפי תמר (להלן: "המוכרים") על החלטתה לממש את האופציה כאמור עד סוף שנת 2019; (ב) עד ליום 15 באפריל 2015 תוכל חברת החשמל לממש את האופציה להגדלת כמויות הגז אותן תצרוך מתחילת שנת 2020 ועד לתום תקופת ההסכם; וזאת בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם. במקרה של מימוש האופציה ידרשו המוכרים לפעול להתקנת מתקנים נוספים באופן שיאפשר להגדיל את קיבולת האספקה של מערכת הטיפול וההולכה של הגז מפרויקט תמר וזאת בכפוף, בין היתר, לקבלת האישורים הנדרשים לפי כל דין. המוכרים התחייבו להקים את המתקנים הנוספים כאמור בתוך תקופה של ארבע שנים ממועד קבלת כל האישורים הנדרשים כאמור.

1. הכמות המינימאלית לחיוב הינה בכמות שנתית המחושבת כדלקמן: כ- BCM 3.5 לשנה בחמש השנים הראשונות ממועד ההפעלה המסחרית, וכ- BCM 2.5 לשנה ביתרת תקופת החוזה, או כ- BCM 5 לשנה בתקופה בה הוגדלה הכמות עקב מימוש האופציה (אם וככל שתמומש) (בכפוף להתאמות בהתאם להיקף מכירת הגז של שותפי תמר והיקף ייצור החשמל של חברת החשמל). ההסכם כולל הוראות לעניין חישוב והתאמת הכמות המינימאלית לחיוב ובכלל זה בנסיבות של כח עליון או של אי אספקה על ידי המוכרים.

2. 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 משמעותי לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם) מפרויקט תמר או תוך 3 חודשים לאחר תחילת ההזרמה מפרויקט תמר (קרי: 30 ביוני 2013), לפי המוקדם. במועד ההתאמה הראשון (לאחר 8 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה).

3. חברת החשמל או כל אחד מהמוכרים יהיו רשאים לסיים את ההסכם, במקרה בו הצד השני יבצע פעולת חדלות פירעון (כהגדרתה בהסכם) שסביר כי תהיה לה השפעה מהותית לרעה על ביצוע התחייבויותיו בהתאם להסכם, על-ידי מתן הודעה מראש ובכתב של 120 יום לפחות. חברת החשמל והמוכרים הסכימו שלא לממש כל זכות שעשויה להיות להם לסיים את ההסכם בהתאם לכל דין, אלא ביחס להפרות משמעותיות או נמשכות של הוראות מהותיות של ההסכם ורק לאחר מתן תקופה של 120 יום לצד המפר (אלא אם כן נקבעה תקופה קצרה יותר בהסכם) לתיקון ההפרה.

4. מחיר הגז נקבע על-פי נוסחה הכוללת מחיר בסיס והצמדה המבוססת על מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), בתוספת 1% לשנה עד שנת 2019 ובהפחתת 1% לשנה משנת 2020 ואילך. ביחס לכמויות הגז הטבעי שתצרוך חברת החשמל במסגרת האופציה הקבועה בהסכם להגדלת הכמות השנתית המירבית, יחושב המחיר לפי הצמדה של 30% למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ללא הוספה או הפחתה של 1% לשנה כאמור לעיל.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

ב. פרטים נוספים אודות הסכם אספקת גז בין שותפי תמר לבין חברת החשמל (המשך):

5. על-פי ההסכם, נקבע כי אם המוכרים לא יספקו את כמויות הגז שהוזמנו על-ידי חברת החשמל בהתאם להוראות ההסכם ואי האספקה הינה בכמות העולה על שעורי הסטייה המותרים על-פי ההסכם, אזי יפצו המוכרים את חברת החשמל בדרך של אספקת גז בחודש העוקב במחיר מופחת בכמות שלא סופקה. כמו כן, קובע ההסכם הפרות מיוחדות שבגינן ישולמו פיצויים בשיעורים גבוהים יותר. בהסכם נקבעו גבולות לאחריות כל אחד מהצדדים בגין הפרת חלק מהוראות ההסכם בשיעורים הקבועים בהסכם.
6. המוכרים פעלו ופועלים יחדיו ביחס לנושאים כגון פיתוח המאגר, מתקני המוכרים והפקת הגז, הובלתו ואספקתו בהתאם להסכם. יחד עם זאת, נקבע כי אף הוראה בהסכם לא תפורש כיוצרת אחריות הדדית בין המוכרים וכל מוכר יהא אחראי כלפי חברת החשמל אך ורק ביחס לחלקו בזכויות הנפט בקשר עם אחריות שתנבע מההסכם. על אף שחברת החשמל רשאית להזמין כמויות גז באמצעות הודעה אחת שתומצא למתאם מטעם המוכרים, הכמות שתיחשב כמוזמנת מכל מוכר תהא חלקו של כל מוכר מהכמות המוזמנת הכוללת.
7. אספקת הגז על-פי ההסכם הינה על בסיס שעתי עם כמות מקסימלית לשעה, בהתאם למנגנונים ולפרוצדורות המפורטים בהסכם.
8. מסירת הגז נעשית בנקודת החיבור למערכת ההולכה הארצית של נת"ז, בסמוך למתקן הקבלה הקבוע בחוף אשדוד או בכל נקודת חיבור אחרת שתוסכם בין הצדדים. הגז הטבעי שיסופק בנקודת המסירה בהתאם להסכם צריך לעמוד בספציפיקציות הקבועות בהסכם. לחברת החשמל זכות לסרב לקבל גז לא תקני עד שהליקוי יתוקן. כל מחלוקת בין הצדדים הנוגעת לאיכות הגז תופנה (לבקשת צד כלשהו) למומחה לשם הכרעה.

ג. הערכות בדבר כמויות הגז ומועדי האספקה:

ההערכות בדבר כמויות הגז הטבעי שתירכשנה על ידי הרוכשות האמורות לעיל, ותחילת מועדי האספקה על-פי הסכמי האספקה, מהוות מידע אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בכל אחד מהסכמי האספקה (ככל שאלו טרם התקיימו), 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 פרויקט ההרחבה (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), הקמת והפעלת תחנות הכח ו/או מתקנים אחרים של הרוכשות (ככל שרלבנטי להסכם האספקה), מימוש האופציות הניתנות בכל אחד מהסכמי האספקה ומועד מימושן וכיוצ"ב.

ד. התקשרויות ליצוא גז טבעי :

1) ביום 19 בפברואר 2014, נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר, לבין חברת NBL Eastern Mediterranean Marketing Limited (להלן: "NBL") לצורך יצוא גז טבעי לצרכנים בירדן (להלן: "הסכם NBL-תמר"). NBL הינה חברת בת בבעלות מלאה (בשרשור) של Noble Energy Inc, אשר הינה בעלת השליטה בנובל.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

ד. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

(1) (המשך):

בד בבד עם חתימת הסכם NBL-תמר, חתמה NBL על הסכם עם שתי חברות מירדן, Arab Potash Company ו-Jordan Bromine Company (להלן יחד בסעיף זה: "הרוכשות"), לפיו תרכושנה הרוכשות מ-NBL גז טבעי שישימש אותן במפעליהן הממוקמים בגדה המזרחית של ים המלח בירדן (להלן בסעיף זה: "הסכם האספקה").

במסגרת הסכם NBL-תמר התחייבו שותפי תמר לספק ל-NBL גז טבעי לצורך מכירתו על-ידי NBL לרוכשות במסגרת הסכם האספקה בתנאי Back-To-Back (דהיינו: שותפי תמר יהיו אחראים לקיום התחייבויות NBL על-פי הסכם האספקה וכן יהיו זכאים לכל ההכנסות נטו שיגיעו ל-NBL מכוחו).

על-פי הסכם האספקה (אשר כאמור שותפי תמר אינם צד ישיר לו), התחייבה NBL לספק לרוכשות גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- 1.8 BCM. האספקה על פי הסכם האספקה צפויה להתחיל במהלך שנת 2016 וצפויה להימשך כ-15 שנה.

במסגרת הסכם האספקה נקבע כי עד אשר תושלם הרחבה של יכולת האספקה מפרויקט תמר, אשר תאפשר אספקת גז לרוכשות על בסיס מחייב (firm basis) במשך כל השנה, או עד למועד פיתוחם של מאגרים נוספים שישימשו לאספקת גז לרוכשות, אספקת הגז לרוכשות בחודשי שיא הצריכה (תקופה של 4-6 חודשים בשנה) תתבצע בכפוף לכמויות הגז שתהיינה זמינות מפרויקט תמר באותה העת לאחר אספקת הגז ללקוחות בישראל.

הרוכשות התחייבו לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבע בהסכם האספקה.

מחיר הגז שנקבע בהסכם האספקה מוצמד ברובו למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה".

הסכם NBL-תמר והסכם האספקה כוללים מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים השונים מהגופים הרלוונטיים בישראל וירדן, וכן חתימה על הסכם הולכה בין NBL לבין נת"ז בנוסח המקובל על NBL והרוכשות.

ההערכות דלעיל, לרבות ביחס להיקף הכספי הכולל של הסכם NBL-תמר והסכם האספקה, כמות הגז הטבעי שתרכש על-ידי NBL ותימכר לרוכשות ומועד תחילת האספקה, מהוות מידע אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן המפורט לעיל או בכל אופן אחר, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם האספקה, כולם או חלקם, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי צריכת הגז הטבעי על-ידי הרוכשות, שינוי במחיר הגז כתוצאה משינוי במחיר חבית נפט מסוג ברנט, רכישת הכמויות הנוספות על-ידי NBL ממקורות אחרים עקב היעדר יכולת אספקה מפרויקט תמר וכיוצ"ב.

(2) ביום 5 במאי 2014 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב (להלן בסעיף זה: "מכתב הכוונות") בין

שותפי תמר לבין חברת UFG, על פיו מנהלים הצדדים משא ומתן על הסכם מחייב לאספקת גז טבעי מפרויקט תמר ל-UFG (להלן בסעיף זה: "ההסכם המחייב") בהיקף משוער של כ- 4.5 BCM לשנה למשך תקופה של 15 שנה, לצורך הזנת מתקני ההנזלה הקיימים של UFG במצרים. מאחר וקיבולת מתקני ההנזלה הינה כ- 7 BCM לשנה, בוחנים שותפי תמר ו-UFG אפשרות

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

ד. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

(2) (המשך):

להגדלת היקף האספקה השנתי האמור באופן משמעותי וזאת מבלי להגדיל את הכמות המירבית הכוללת במכתב הכוונות כאמור. אספקת הגז תתבצע בנקודה שתיקבע בגבול בין ישראל למצרים.

נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים נמצאים בשלבים מתקדמים לקראת השלמתו וחתימתו של ההסכם המחייב.

מכתב הכוונות כולל מספר תנאים מסחריים לעסקה המוצעת, אשר ישמשו כבסיס לניהול משא ומתן על תנאי ההסכם המחייב. מחיר הגז שנקבע במכתב הכוונות דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס בעיקרו על הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכן כולל "מחיר רצפה".

יובהר כי מכתב הכוונות איננו מחייב והעסקה כאמור לעיל תהיה כפופה להשלמת המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב. נכון למועד אישור הדוח, הצדדים מעריכים כי ההסכם המחייב יהיה כפוף למספר תנאים מתלים, לרבות השלמת פרויקט ההרחבה (ראה ביאור 3477 לעיל), הכפוף בין היתר להחלטות השקעה מחייבות של כל שותפי תמר ולקבלת כל האישורים הנדרשים מהרשויות בישראל ובמצרים.

יודגש כי לצורך ביצוע ההסכם האמור, אם וככל שייחתם, יידרש לשותפי תמר, בין היתר, אישור ליצוא גז טבעי ממאגר תמר. לפרטים בדבר החלטת הממשלה לעניין מגבלות על יצוא גז טבעי מישראל בכלל וממאגר תמר בפרט ראו סעיף 10 להלן.

יובהר כי המידע המפורט לעיל בנוגע לצפי לחתימת הסכם מחייב, תנאי ההסכם המחייב וכמויות הגז הטבעי שעשויות להיכלל במסגרתו, הינו מידע, אשר אין כל וודאות כי יתממש, כולו או חלקו, באופן האמור או בכל אופן אחר, והוא עשוי להתממש באופן השונה מהותית מהמתואר לעיל, ובפרט אין וודאות כי הצדדים יגיעו להסכמה על תנאיו של הסכם מחייב, כי ההסכם המחייב ייחתם בתנאים המתוארים לעיל או בתנאים אחרים, וההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) יהיה כפוף לקבלת אישור האורגנים המוסמכים ולקבלת כל האישורים הנדרשים על-פי כל דין בישראל ובמצרים, ככל שיידרשו, וכן לקיום כל התנאים המתלים שייקבעו בהסכם המחייב, אם וככל שייחתם.

(3) ביום 17 במרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) חתמה השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט תמר (להלן: "שותפי תמר") על הסכם לאספקת גז טבעי (להלן: "ההסכם") ל-Dolphinus Holdings Limited (להלן: "הרוכשת").

אספקת הגז לרוכשת במסגרת ההסכם צפויה להתבסס על כמויות הגז העודפות שיעמדו לרשות שותפי תמר (על בסיס מזדמן - interruptible) מפרויקט תמר במשך תקופה של 7 שנים. בהסכם נקבע כי שותפי תמר יציעו לספק לרוכשת כמות מצטברת מינימלית של 5 BCM (להלן: "הכמות המצטברת המינימלית") במשך 3 שנים הראשונות של ההסכם, בכפוף למגבלת כמות יומית של עד 250,000 MMBtu ליום ובכפוף למגבלות האספקה של נתג"ז.

הרוכשת תהיה אחראית להולכת הגז מאשקלון למצרים באמצעות צינור הגז הקיים המופעל על-ידי חברת East Mediterranean Gas Limited (להלן: "צינור EMG").

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

2. פרויקט "תמר" (המשך):

ד. התקשרויות ליצוא גז טבעי (המשך):

3 (המשך):

כל עוד האספקה תהיה על בסיס מזדמן הרוכשת לא תהיה מחויבת לרכישת כמויות מינימליות, אולם שותפי תמר מעריכים כי הרוכשת תצרוך חלק מהותי מהכמות המצטברת המינימלית לעיל. בנוסף לכך, נקבע כי היה והצדדים יסכימו בעתיד כי אספקת הגז תהיה על בסיס מחייב, אזי הרוכשת תהיה מחויבת לרכישת כמויות מינימליות בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. מחיר הגז שנקבע בהסכם דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס בעיקרו על נוסחה הכוללת הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) והכוללת "מחיר רצפה".

עוד נקבע בהסכם כי לשותפי תמר תינתן זכות סירוב ראשונה על כל כמות של גז טבעי שהרוכשת תבקש לייבא מישראל למצרים דרך צינור EMG, ואילו שותפי תמר לא ימכרו ויוליכו כמויות נוספות של גז טבעי מפרויקט תמר למצרים דרך צינור EMG ללא הסכמת הרוכשת, הכל בהתאם לתנאים שנקבעו בהסכם.

ההסכם כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים מהרשויות בישראל (לרבות קבלת אישור יצוא), חתימה על הסכם הולכה בין שותפי תמר לבין נתג'ז, קבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים מהרשויות במצרים וחתימה על הסכם הולכה בין הרוכשת לבין חברת EMG באופן שיאפשר את הולכת הגז למצרים באמצעות צינור EMG. בכוונת שותפי תמר לפעול לקבלת אישור יצוא בגין הכמויות שתימכרנה לרוכשת וזאת במסגרת מכסת הגז הטבעי שהותרה ליצוא למדינות שכנות כפי שנקבע בהחלטת ממשלה מס' 442 מיום 23 ביוני 2013.

למיטב ידיעת השותפות, הרוכשת מייצגת קונסורציום של צרכני גז לא ממשלתיים תעשייתיים ומסחריים מצריים גדולים, מפיצי גז, ויזמים בראשות ד"ר עלא ערפא.

3. פרויקט לויתן:

א) התקשרות בהסכם לאספקת גז טבעי בין השותפים במאגר "לויתן" ל- Palestine Power Generation Company PLC:

ביום 5 בינואר 2014 הודיעו השותפים כי נחתם הסכם לאספקת גז טבעי בין השותפים בפרויקט לויתן (להלן בסעיף זה: "המוכרים"), לבין Palestine Power Generation Company PLC (להלן: "PPGC" או "הרוכשת") לפיו PPGC תרכוש מהמוכרים גז טבעי לצרכי הפעלת תחנת כח שהרוכשת מתעתדת להקים באזור ג'נין בצפון הגדה המערבית (להלן: "הסכם האספקה"). על-פי הסכם האספקה התחייבו המוכרים לספק ל-PPGC גז טבעי בהיקף כולל של עד כ- BCM4.75 ("הכמות החוזית הכוללת").

האספקה על פי הסכם האספקה צפויה להתחיל עם ראשית האספקה ממאגר לויתן ולהמשך 20 שנה, או עד אשר PPGC תצרוך את הכמות החוזית הכוללת, לפי המוקדם. ל-PPGC קיימת זכות להפחית את הכמויות, שיירכשו בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם האספקה. PPGC התחייבה לרכוש או לשלם (Take or Pay) בעבור כמות שנתית מינימלית של גז בהיקף ובהתאם למנגנון שנקבעו בהסכם האספקה. מחיר הגז שנקבע בהסכם האספקה יוצמד למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכולל "מחיר רצפה".

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

3. פרויקט לויתן (המשך):

א) התקשרות בהסכם לאספקת גז טבעי בין השותפים במאגר "לויתן" ל- Palestine Power Generation Company PLC (המשך):

הסכם האספקה כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם אישור הפיתוח של פרויקט לויתן על ידי המוכרים, קבלת כל האישורים הרגולטוריים והאחרים הנדרשים לפי דין לפיתוח הפרויקט וליצוא גז ממנו, סגירה פיננסית של מימון הפיתוח של הפרויקט וכן סגירה פיננסית מצד הרוכשת של מימון הקמת תחנת הכח.

ביום 11 במרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) הודיעו השותפים כי הרוכשת הודיעה למוכרים על ביטול מותנה של ההסכם האספקה עקב אי התקיימות התנאים המתלים שנקבעו בהסכם, ובעיקרם אי קבלת אישור רשות ההגבלים העסקיים, העיכוב באישור הפיתוח של פרויקט לויתן ואי קבלת האישורים הרגולטוריים הנוספים הנדרשים לפי דין, כקבוע בהסכם האספקה. הביטול יכנס לתוקף בתוך 30 יום, אלא אם כן עד למועד האמור יתקבל אישור רשות ההגבלים העסקיים או בתוך 14 יום, אלא אם כן עד למועד זה יתקיימו התנאים המתלים האחרים שנקבעו בהסכם.

ב) חתימה על מכתב כוונות (בלתי מחייב) בין שותפי לויתן ל-BG International Limited ליצוא גז טבעי:

בחודש יוני 2014 נחתם מכתב כוונות בלתי מחייב בין שותפי לויתן לבין חברת BG International Limited (להלן: "מכתב הכוונות", "BG" בהתאמה), במסגרתו הצדדים אישרו את כוונתם לנהל משא ומתן על גיבוש הסכם למכירת גז (להלן בסעיף זה: "ההסכם המחייב") מפרויקט לויתן על ידי שותפי לויתן ל-BG, לצורך הזנת מתקן ההנזלה הקיים של BG בעיר אידקו שבמצרים. מכתב הכוונות כולל מספר תנאים עקרוניים לעסקה נשוא ההסכם המחייב. ההיקף המשוער של ההסכם המחייב הינו לאספקה של כ- 7 BCM לשנה לתקופה של 15 שנים. אספקת הגז הטבעי ל-BG צפויה להתבצע ביציאה מהמתקן הימי הצף להפקה, אחסון ופריקה של גז טבעי מפרויקט לויתן, אשר יחובר בצנרת תת ימית ישירות למתקן ההנזלה כאמור. על פי מכתב הכוונות, מחיר הגז שיימכר במסגרת ההסכם המחייב ייקבע על בסיס נוסחא שתוסכם בין הצדדים.

יובהר, כי מכתב הכוונות איננו מחייב (למעט התחייבות לבלעדיות לתקופה מסוימת עליה הוסכם במסגרת מכתב הכוונות) והעסקה כאמור לעיל תהא כפופה להשלמה המוצלחת של המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב.

נכון למועד פרסום הדוח, הצדדים מעריכים כי ההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) יהיה כפוף למספר תנאים מתלים, הכוללים את פיתוח פרויקט לויתן, המותנה בין היתר, בקבלת החלטת השקעה סופית על ידי כל שותפי לויתן וכן את קבלת כל האישורים הנדרשים מהרשויות בישראל ובמצרים.

בכוונת הצדדים לפעול להארכת תוקף מכתב הכוונות ככל שידרש באופן שיאפשר השלמת המשא ומתן וגיבוש הסכם מחייב. חתימה על הסכם מחייב ו/או מימוש, כפופים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בביאור 2011.

ג) מכתב כוונות ליצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן:

בחודש ספטמבר 2014 חתמה נובל, בשם חברת שיווק שעתידה לקום (להלן: "חברת השיווק"), על מכתב כוונות בלתי מחייב עם חברת החשמל הלאומית של ירדן, Notional Electric Power Company Limited (להלן בסעיף זה: "NEPCO" ו-"מכתב הכוונות", בהתאמה).

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

3. פרויקט לויתן (המשך):

ג) מכתב כוונות ליצוא גז טבעי מפרויקט לויתן לחברת החשמל הלאומית של ירדן (המשך):

במסגרת מכתב הכוונות אישרו הצדדים את כוונתם לנהל משא ומתן על הסכם לאספקת גז טבעי מפרויקט לויתן ל-NEPCO בירדן (להלן: "ההסכם המחייב").

מכתב הכוונות כולל מספר תנאים מסחריים אשר הצדדים מעריכים כי במסגרתם תתבצע העסקה המוצעת. חברת השיווק, המיועדת להיות המוכרת תחת ההסכם המחייב, תהא אחראית לרכישת הגז מהשותפים בפרויקט לויתן, ובהם השותפות, ומכירתו ל-NEPCO. ההיקף המשוער של ההסכם המחייב הינו לאספקתה של כמות כוללת של כ- BCM 45 במשך תקופה של כ- 15 שנה.

אספקת הגז תתבצע בנקודה שתיקבע בגבול בין ישראל לירדן. מחיר הגז שנקבע במכתב הכוונות דומה למחירים שנקבעו בהסכמים אחרים ליצוא גז מישראל ומבוסס על הצמדה למחירי חבית נפט מסוג ברנט (Brent) וכן כולל "מחיר רצפה".

יובהר כי מכתב הכוונות אינו מחייב והעסקה המוצעת כאמור לעיל תהיה כפופה להשלמת המשא ומתן בין הצדדים ולחתימה על ההסכם המחייב (אם וככל שייחתם) שיהיה כפוף למספר תנאים מתלים, לרבות, קבלת כל האישורים הרגולטורים הנדרשים על ידי הגופים המוסמכים בישראל ובירדן ואישור תוכנית הפיתוח של מאגר לויתן על ידי שותפי לויתן.

בכוונת הצדדים לפעול להארכת תוקף מכתב הכוונות ככל שידרש באופן שיאפשר השלמת המשא ומתן וגביוש הסכם מחייב. חתימה על הסכם מחייב ו/או מימוש, כפופים לפתרון הסוגיות הרגולטוריות הניצבות בפני השותפות ובראשם סוגיית ההגבלים העסקיים, כמפורט בביאור 2011.

ד) הגשת הצעה למכרז ציבורי לאספקת גז טבעי לקפריסין:

בחודש אפריל 2014 הגישה השותפות יחד עם אבנר ורציו (להלן יחד בסעיף זה: "המציעות") הצעה לאספקת גז טבעי באמצעות צנרת ממאגר לויתן, במסגרת מכרז, אשר פרסמה ממשלת קפריסין באמצעות DEFA בהיקף של כ- BCM 0.7-0.95 בשנה, בשני מסלולים: הראשון, מתייחס לתקופת אספקה שתחל במהלך שנת 2016 ולכל המאוחר במחצית השנייה של שנת 2017 (להלן: "תחילת תקופת האספקה") ותסתיים בסוף שנת 2022 עם אפשרות ל-3 הארכות, כל אחת מהן בשנה נוספת, והאחר, מתייחס לאספקה שראשיתה בתחילת תקופת האספקה וסיומה בסוף שנת 2025 (להלן: "ההצעה" ו-"המכרז", בהתאמה).

ההצעה כאמור הינה לאספקת גז טבעי בהתאם ללוח הזמנים המשוער לפיתוח מאגר לויתן וכפופה, בין היתר, להסכמה בין המציעות לבין ממשלת קפריסין על תנאיו של הסכם מחייב לאספקת גז טבעי וזאת לא יאוחר מיום 30 באפריל 2015, וכן למספר תנאים מתלים, שעיקרם סגירה פיננסית של פיתוח פרויקט לויתן ושל הקמת צנרת לקפריסין, קבלת אישורים רגולטורים ומיסויים לשביעות רצון של המציעות, וקבלת אישור האורגנים המוסמכים והאישורים הנדרשים על פי כל דין, ככל שיידרשו.

בהקשר זה יצוין, כי ביום 7 באפריל 2014 הודיע הממונה על ההגבלים העסקיים לשותפים בפרויקט לויתן, כי ימנע מצעדי אכיפה בעניין שיווק משותף של גז טבעי מפרויקט לויתן לקפריסין, וזאת עד למתן החלטתו הסופית בעניין שיווק משותף מפרויקט לויתן.

נכון למועד פרסום הדוח, נמשכת הבחינה המסחרית של ההצעה והמשא והמתן בין DEFA לבין המציעות.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ג. התקשרויות לאספקת גז טבעי (המשך):

3. פרויקט לויתן (המשך):

ה) בחודש פברואר 2014 נחתם מזכר הבנות לא מחייב, לצירופה של Woodside Energy Mediterranean Pty.Ltd להשקעה בפיתוח פרויקט לויתן. בהסכמת הצדדים, בוטל מזכר ההבנות בחודש מאי 2014.

4. חתימה על מזכר עקרונות לא מחייב בקשר עם יצוא גז"ן מבלוק 12 בקפריסין:

בחודש יוני 2013, חתמו שותפי בלוק 12, לרבות השותפות, עם רפובליקת קפריסין (להלן: "קפריסין") על מזכר עקרונות לא מחייב לניהול משא ומתן לקראת חתימה על הסכם פרויקט LNG מחייב (להלן: "מזכר העקרונות ו"הסכם הפרויקט", בהתאמה).

הסכם הפרויקט, אם וככל שייחתם, צפוי להסדיר, בין היתר, את תנאי הפיתוח ואת המבנה המסחרי של פרויקט ההנזלה של הגז הטבעי (LNG), אם וככל שיופק מבלוק 12 (להלן: "פרויקט הגז"ן") וכן תנאים נוספים, לרבות האפשרות לצירוף צדדים שלישיים העשויים להשתתף בפרויקט הגז"ן והאפשרות להרחבה של פרויקט הגז"ן עבור תגליות בשטחי רישיונות אחרים בקפריסין ו/או תגליות במדינות שכנות. כל אחד מהצדדים למזכר העקרונות רשאי לבטלו, מכל סיבה שהיא, לאחר יום 30 ביוני 2014.

יצוין כי, כניסתו לתוקף של הסכם הפרויקט (אם וככל שייחתם), כפופה, בין היתר, להסכמה בין הצדדים על תנאיו, לקבלת אישור ממשלת קפריסין, אישור האורגנים המוסמכים בשותפות והאישורים הנדרשים על-פי כל דין, ככל שיידרשו, כמו כן, המידע המפורט לעיל, לרבות ביחס לאפשרות של חתימת הסכם הפרויקט, הנושאים שיוסדרו בו, תנאיו ולוחות הזמנים לחתימתו (ככל שייחתם), מהווים מידע 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 כל ודאות כי ייחתם הסכם הפרויקט, שיוסדרו בו הנושאים האמורים או נושאים אחרים, כי יתקיימו התנאים לכניסתו לתוקף כמפורט לעיל וכי יוקם פרויקט הנזלה של גז טבעי (LNG) מבלוק 12.

ד. תלות במפעילה והסכמי המפעילה:

1. עיקר פעילותה של השותפות בעסקאות המשותפות "ים תטיס", "מיכל-מתן", "רציו-ים", "רות" ו"אלון" מתבצעת על ידי נובל.

על פי הסכמי התפעול המשותף בעסקאות משותפות אלה הוסכם שחברת נובל תשמש כמפעילה מנהלת והיא תהיה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. על פי כללי ההתחשבנות המנויים בהסכמים, זכאית נובל כמפעילה לחייב את החשבון המשותף בסכומים המחושבים כאחוז מההוצאות הישירות, למעט בעסקה משותפת "מיכל מתן". החיוב שנקבע הינו מדורג ומהווה פונקציה של סכום ההוצאה הישירה.

השיעורים שנקבעו כאמור, ודרך חישובם לא יחולו על פעולות פיתוח אשר בגינם נקבע לגבי עסקה משותפת "ים תטיס" שבגין הוצאות פיתוח שחלו מיום 1 בינואר 2004 ישולמו למפעילה 1% מההוצאות עד להיקף הוצאות של 20 מיליון דולר לשנה ומעבר לסכום זה ישולמו לו 0.85% מההוצאות. לגבי שאר העסקאות המשותפות לא נקבעו עדיין הסכמות לתשלום דמי מפעיל בגין פעולות פיתוח.

2. הצדדים לעסקה המשותפת "ים תטיס" מינו את אבנר נפט וגז בע"מ (להלן בסעיף זה: השותף הכללי) כ"מפעיל ישראלי" למילוי מטלות, פונקציות, תפקידים ושירותים בישראל לתועלת הפעולות המשותפות וזאת בכפוף להוראות ובתיאום עם הפונקציות של נובל. בתמורה למילוי תפקידיו ועבודתו של השותף הכללי כמפעיל ישראלי, משולם לו סך של 20,000 דולר (בתוספת מע"מ) לחודש (100%).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ד. תלות במפעילה והסכמי המפעילה (המשך):

2. (המשך):

תמורה זו כוללת את כל ההוצאות, המסים והחייבים האחרים שיש למפעיל הישראלי בגין עובדיו וקבלני המשנה שלו בביצוע שירותי המפעיל על פי הסכם התפעול המשותף.

ה. תלות בלקוח:

לשותפות יש לקוח עיקרי עימו נחתם הסכם מחייב לאספקת גז על ידי העסקה המשותפת "מיכל מתן" - חברת החשמל (פסקה ג2 לעיל).

חלקה של השותפות במכירות לחברת חשמל בשנת החשבון הסתכם ל- 134 מיליון דולר (2013 : 144.5 מיליון דולר ; 2012 : 79.3 מיליון דולר). יתרת החוב של חברת החשמל ליום 31 בדצמבר 2014 נכלל במסגרת סעיף לקוחות הינו כ- 11.9 מיליון דולר (31.12.13 : 15.2 מיליון דולר).

ו. אישור להפעלת אסדת ההפקה:

1. בחודש יולי 2003 נתקבל מהממונה על ענייני הנפט אישור להפעלת אסדת ההפקה של גז טבעי שהוקמה בשדה "מרי" שבחזקת אשקלון (ביאור ג2 לעיל), כפוף לתנאים שפורטו באישור הנ"ל.

באישור, נקבעו, בין היתר, הוראות לגבי תקני הפעלת האסדה ותחזוקתה, פינוי האסדה בעת חירום (סערה, שריפה וכו'), סילוק האסדה בתום תקופת אישור ההפעלה, בטיחות בעבודה, שימור איכות הסביבה הימית וכן מקרים בהם יהיה רשאי הממונה לחייב את העסקה המשותפת לתת שירותי טיפול בתשלום של אסדת ההפקה לגז של ספקים אחרים.

2. בחודש יוני 2013 קיבלה השותפות ביחד עם יתר שותפי תמר אישור להפעלה של מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפרויקט תמר שלפיו, שותפי תמר מחויבים, בין היתר, להעמיד ערבות בסכום כולל של כ- 28 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 4.4 מיליון דולר). השותפות הגישה ערר לשר האנרגיה והמים על החובה להעמיד ערבות. ראה גם פסקה ט6 להלן בדבר הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט.

ז. שעבודים וערבויות:

1. פקדון בבנק לזמן קצר ליום 31 בדצמבר 2014 בסך של כ- 18 מיליון דולר משמש לשירות חוב ולתשלומים שוטפים במסגרת הנפקת אגרות החוב (ביאור 9 לעיל).

2. פקדון בבנק לזמן ארוך ליום 31 בדצמבר 2014 בסך של כ- 50 מיליון דולר משמש כרית בטחון במסגרת הנפקת אגרות חוב (ביאור 9 לעיל). בנוסף, פקדונות בסך של כ- 18 מיליון דולר משמשים להבטחת ערבויות בקשר עם זכויות הנפט (למעט חזקות לויתן דרום ולויתן צפון) שבגינן הומצאו ערבויות לטובת משרד האנרגיה והמים (ראה סעיף ט6 להלן).

3. ראה גם ביאור 9 בדבר שעבודים שנתנה השותפות על נכסיה, במסגרת הנפקת אגרות חוב.

4. קבוצת דלק העמידה ערבות ביצוע לטובת הרפובליקה של קפריסין. בתמורה להעמדת הערבות תשלם השותפות עמלת ערבות לקבוצת דלק בסך של כ- 220 אלפי דולר לשנה בחמש השנים הראשונות ממועד העמדת הערבות, ומהשנה השישית ועד 25 שנים ממועד העמדת הערבות, תעמוד עמלת הערבות בסך של כ- 168 אלפי דולר לשנה. בנוסף, קבוצת דלק העמידה בשנים הקודמות ערבות על סך של כ- 7.65 מיליון דולר לטובת חברת החשמל אשר הוחזרה בחודש פברואר 2014. בגין הערבות שולמה עמלה בשיעור 1.75%.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ח. הליכים משפטיים:

1. ביום 18 ביוני 2014, קיבלה השותפות כתב תביעה ובקשה לאישורה כתביעה ייצוגית, אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי במחוז מרכז, כנגד השותפים בחזקת תמר ובכללם השותפות. לטענת המבקש, השותפים בחזקת תמר ניצלו לרעה את כוחם המונופוליסטי בקשר עם מחירי מכירת הגז הטבעי ממאגר תמר לחברת החשמל (להלן: "הבקשה" ו"התביעה הייצוגית", בהתאמה). הסעדים המבוקשים בתביעה הייצוגית כוללים סעד כספי אשר לפי הערכת המבקש עומד (כנגד כל שותפי תמר) על כ- 2.5 מיליארד ש"ח, צו המחייב את השותפים בחזקת תמר להימנע מלמכור את הגז הטבעי ממאגר תמר בסכום העולה על הסכום שנקבע בתביעה הייצוגית וצו המצהיר כי מכירה בסכום העולה על הסכום האמור הינו ניצול לרעה של מעמד מונופוליסטי בשוק. להערכת השותפות, בהתבסס על חוות דעת יועציה המשפטיים, סיכוייה של הבקשה לאישור התביעה כתביעה ייצוגית, נמוכים מ- 50%.
2. בחודש מאי 2014 קיבלה השותפות ביחד עם שותפי פרויקט לויתן (להלן: "שותפי לויתן") העתק עתירה לבג"צ, הכוללת בקשה לצו על תנאי ולמתן צו ביניים, אשר הוגשה ע"י העמותה לכלכלה בת קיימא (להלן: העותרת"), נגד שר התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים, הממונה וכנגד שותפי לויתן בחזקות וכוללת טענות ביחס לסעיפים מסויימים בשטרי החזקות וכן טענות לגבי הליך מתן החזקות. במסגרת צו הביניים התבקש בג"צ להורות לשר ולממונה להימנע ממתן אישורי יצוא עד הכרעה בעתירה. בסיומו של דיון בעתירה שנערך ביום 8 בדצמבר 2014, ניתן פסק דין בעתירה ולפיו בעצת בג"צ חזרה בה העותרת מעתירתה והעתירה נדחתה.

ט. רגולציה:

1. החלטת ממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל:

- בחודש אוקטובר 2011 הוקמה ועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי בראשות מר שאול צמח, מנכ"ל משרד האנרגיה והמים (להלן: "ועדת צמח").
- ביום 12 בספטמבר 2012 הגישה ועדת צמח את המלצותיה הסופיות לראש הממשלה ולשר האנרגיה.
- ביום 23 ביוני 2013 אימצה הממשלה את עיקרי המלצות ועדת צמח (להלן: "החלטת הממשלה") והכל כמפורט להלן:
- א. היקף הגז הטבעי שיש להבטיח לטובת השוק המקומי יהיה בהיקף של BCM 540 (להלן: "הכמות המינימאלית למשק המקומי"), אשר יאפשר אספקה של גז טבעי לצרכי המשק לתקופה של כ- 29 שנים החל ממועד החלטת הממשלה.
 - ב. לקבוע כי יצוא גז טבעי יהיה טעון אישור מאת הממונה על ענייני הנפט, בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי.
 - ג. לקבוע חובה על בעלי חזקה לחבר כל שדה גז טבעי בשטח החזקה למשק המקומי, בעיתוי ובהיקף שייקבעו, במסגרת שטר החזקה, ובהתאם לתנאים שייקבעו.
 - ד. להבטיח כי תכנון, הקצאה ובנייה של תשתיות יבשתיות וימיות להולכה ולטיפול בגז טבעי למשק המקומי יתבצעו במעורבות ממשלתית, ככל שתידרש.
 - ה. מתקן יצוא הגז יהיה בשטח בשליטת מדינת ישראל, לרבות בשטח הכלכלי הבלעדי אלא אם ייקבע אחרת במסגרת הסכם בילטרלי בין מדינות.
 - ו. לחייב את כלל בעלי החזקות הקיימים והפוטנציאליים במאגרים, בהתאם לגודלם, בהקצאה של לפחות חלק מהגז שברשותם לטובת המשק המקומי בשיעורים שנקבעו (להלן: "חובת אספקה למשק המקומי").

1. החלטת ממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל (המשך):

ז. לקבוע כי בעל חזקה במאגר מפותח יהיה רשאי להחליף את מכסת היצוא מטעמו כנגד חובת אספקה למשק המקומי בהתאם לגודלו ובשיעורים שנקבעו, ובכפוף לאישור הממונה על ענייני הנפט והממונה על הגבלים עסקיים, ולאחר ששקלו את כלל השיקולים הרלוונטיים, לרבות הצורך בעידוד פיתוחם של מאגרים קטנים.

ח. להטיל על מנהל רשות הגז הטבעי, ביחד עם הממונה על ענייני הנפט, לבחון מתן הוראות רגולטוריות למכר בנפרד.

ט. על אף האמור לעיל, מאגר שפותח לפני החלטה הממשלה (קרי: פרויקט ים תטיס ותמר), יהיה רשאי לייצא 50% מהכמות שבעלי החזקה טרם התחייבו לגביה למשק המקומי נכון למועד החלטת הממשלה, בכפוף להבטחת הכמות המינימאלית למשק המקומי. עם זאת, רשאים ראש הממשלה ושר האנרגיה לאשר אספקת גז טבעי למדינות גובלות למדינת ישראל, באופן מיידי, בכמות שלא תעלה על 20 BCM מתוך מאגר זה ובמסגרת 50% מהכמות המותרת ליצוא מהמאגר האמור.

י. שר האנרגיה יבחן בהתייעצות עם ראש הממשלה, שר האוצר ושר הכלכלה, את הצורך לקבוע כללים לגבי מכירה של גז טבעי לצרכנים במשק המקומי המיועד לייצור מוצרים שמיועדים לייצוא, שגז טבעי מהווה רכיב ייצור מרכזי בהם, אשר תיחשב כיצוא.

יא. על מנת להגביר את אמינות האספקה של הגז הטבעי ולהגדיל את כמות האספקה למשק המקומי, לפעול להקמת צנרת הולכת גז טבעי ממאגר תמר לאזור אשקלון, לרבות מתקן טיפול לגז טבעי, ולקבוע כי מאגר מרי B יהיה מאגר אחסון פעיל.

יב. להטיל על שר האוצר להגיש תיקוני חקיקה, בתוך 120 ימים ממועד החלטת הממשלה, על מנת להבטיח את קבלת מלוא החלק של הציבור במשאב הגז הטבעי במקרה של יצואו (ראה ביאור 19ג להלן).

החלטת הממשלה תבחן על-ידי הממשלה בתום 5 שנים ממועד אישורה לצורך עריכת שינויים, ככל שיידרשו, לגבי המדיניות ביחס לממצאים שיוכרו על-ידי הממונה על ענייני הנפט לאחר 5 שנים ממועד החלטת הממשלה, בהתאם לצרכי המשק המקומי ובהתחשב בהיצע הגז הטבעי.

יצוין, כי אין בכוונת השותפות ביחד עם שותפי תמר לקדם את פרויקט הימי להנזלת גז (FLNG) בתמר, וזאת בעיקר לאור מגבלות הייצוא שנקבעו כאמור וחלופות הייצוא האזוריות מפרויקט תמר.

2. רשות ההגבלים העסקיים:

א) ביום 27 במרץ 2014 חתמה השותפות יחד עם אבנר ונובל על צו מוסכם לפי סעיף 50 לחוק ההגבלים העסקיים, חלף קביעה בדבר הסדר כובל במאגר לויתן (להלן: "הצו המוסכם"), לפיו הוסכם, בין היתר, כי השותפות, אבנר ונובל ימכרו את כל החזקותיהן ברישיון אלון C שבשטחו מצוי מאגר כריש וכן את כל החזקותיהן ברישיון אלון A שבשטחו מצוי מאגר תנין.

ביום 23 בדצמבר 2014 הודיעה הממונה על ההגבלים על החלטת רשות ההגבלים העסקיים שלא להגיש את הצו המוסכם לאישור בית הדין, ושהוא שוקל מחדש להוציא קביעה לפיה השותפים במאגר לויתן לרבות השותפות הינם צד להסדר כובל שלא קיבל את אישור בית הדין להגבלים עסקיים.

בחודש ינואר 2015 (לאחר תאריך המאזן) הרשות להגבלים עסקיים קיימה שימוע בעל פה לשותפים בפרויקט לויתן ונכון למועד פרסום הדוח, טרם התקבלה החלטה בעניין.

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ט. רגולציה (המשך):

2. רשות ההגבלים העסקיים (המשך):

א) (המשך):

במקביל, מנהלת השותפות יחד עם אבנר ונובל מגעים עם הרגולטורים השונים ובכללם הממונה על ההגבלים, במטרה להגיע למתווה מוסכם, במסגרתו יבוצעו שינויים מבניים, שיאפשרו לדעת רשות ההגבלים קידומה של תחרות במשק הגז וכן יוסדרו סוגיות רגולטוריות אחרות בתחומי האחריות של משרד האנרגיה ומשרד האוצר (לרבות הסדרת סוגיית הפיקוח על מחירי הגז), והכל על מנת לייצר את הוודאות הנחוצה לשותפות לשם קבלת החלטות השקעה סופיות בפיתוח פרויקט לויתן ובהרחבת פרויקט תמר. השינויים המבניים עשויים לכלול שינויים בהחזקות של השותפות, אבנר ונובל במאגרים שונים, כמו גם הסדרי שיווק ומכירה של גז טבעי לשוק המקומי. במסגרת הדיונים על השינויים בהחזקות השותפות בנכסי הנפט בישראל, ובכפוף להסדר רגולטורי מלא כאמור לעיל, בוחנת השותפות אפשרות מכירה, באופן מלא או חלקי, של החזקותיה, לרבות במאגרי הגז כריש ותנן/או בפרויקט תמר, וזאת בפרק זמן סביר ובתנאים שיוסכמו על הצדדים.

בחדש פברואר 2015 הודיעה הרשות להגבלים עסקיים לעיתונות, כי הממונה על ההגבלים דוחה את פרסום הקביעה לגבי סוגיית ההסדר הכובל כאמור למשך חודשיים, לאור התגייסות משרדי הממשלה ונכונות הצדדים לחתור לפתרון הבעיה התחרותית על בסיס המתווה הממשלתי, וכי צוותי העבודה המשותפים ימשיכו בזמן זה לעבוד על מתווה מוסכם לפתרון המשבר. יצוין כי, אין כל וודאות כי השיחות הנ"ל יסתיימו בהסכמה.

להערכת השותפות, הימשכות ההליכים מול הממונה על ההגבלים ויתר הרגולטורים ו/או קביעה של רשות ההגבלים העסקיים כאמור, ככל שתיתן, עלולה להוביל להליכים משפטיים ארוכים בארץ ובחו"ל ו/או, לדחייה משמעותית בלוחות הזמנים של פיתוח מאגר פרויקט לויתן ולהשפיע לרעה על תוכנית הפיתוח כאמור ו/או על תוכנית השיווק והפיתוח של פרויקט לויתן כמו גם להוביל לדחייה משמעותית בלוחות הזמנים ולהשפיע לרעה על התוכנית להרחבת קיבולת האספקה מפרויקט תמר.

ב) במהלך שנת 2013 התקבלו מספר החלטות מהממונה על ההגבלים העסקיים בדבר מתן פטור מהסדרים כובלים בקשר להסכמים לאספקת גז טבעי בין שותפי תמר לבין צרכני גז פרטיים וחברת החשמל, הכולל מתווה הדומה בעקרונותיו לעקרונות שצוינו בהחלטת הרשות לשירותים ציבוריים-חשמל. בנוגע ליתר ההסכמים לאספקת גז טבעי, נכון למועד אישור הדוח, טרם התקבלה הכרעת הממונה על ההגבלים העסקיים לבקשת הפטור מאישור הסדר כובל שהוגשה על-ידי שותפי תמר. אולם, השותפות ביחד עם יתר שותפי תמר קיבלו מהממונה על ההגבלים העסקיים מכתבי הימנעות מאכיפה עד ליום 31 במרס 2015 בגין הסכמים כאמור.

ג) ביום 13 בנובמבר 2012 קיבלה השותפות ביחד עם שותפי תמר מהממונה על ההגבלים הודעה בדבר הכרזתם כבעלי מונופולין ביחד ולחוד, באספקת גז טבעי בישראל החל ממועד תחילתה של האספקה המסחרית מפרויקט תמר.

3. אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי:

ביום 25 במאי 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 22 באפריל 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

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ט. רגולציה (המשך):

3. אפשרות לפיקוח על מחירי הגז הטבעי (המשך):

דיווח על רווחיות ומחירים. חובת הדיווח חלה על השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר ובפרויקט ים תטיס באופן נפרד לכל פרויקט. חובת הדיווח הינה במתכונת חצי שנתית. בהתאם למידע שיתקבל ייבחן הצורך בפיקוח על מחירי הגז הטבעי בישראל ברמה של קביעת מחיר. יצוין, כי פתרון סוגיית ההגבלים העסקיים בפרויקט לויתן, כמפורט בסעיף 2 לעיל, עשויה לכלול, בין היתר, הסדרה של סוגיית הפיקוח על מחירי הגז הטבעי הנמכר בישראל.

4. הנחיות המשרד להגנת הסביבה:

בחודש דצמבר 2013 פרסם משרד האנרגיה במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ומשרדים ממשלתיים נוספים טיוטת הנחיות להערות הציבור עד יום 7 במרץ 2014, אשר באה להסדיר את ההיבטים הסיבתיים של פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בים. הנחיות אלו נועדו להורות לבעלי זכויות הנפט בים, מהם הפעולות והמסמכים שעליהם להכין במסגרתם פעילותם בשטחי זכויותיהם, וזאת על מנת למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי בים. נכון למועד אישור הדוח, טרם פורסם נוסח סופי. למיטב ידיעת השותפות, ביום 7 במרץ 2014 הגישה המפעילה את התייחסותה לטיטוטת ההנחיות הנ"ל, שכללה בין היתר בקשה להגמשת הכללים שנקבעו בה. להנחיות עשויה להיות השפעה של עלויות ואופן פעילות השותפות אשר נכון למועד אישור הדוח לא ניתן לאמוד את היקפה.

5. טיוטת תקנות נפט בנוגע להעברת זכויות:

ביום 8 בנובמבר 2011 פרסם משרד האנרגיה טיוטה מעודכנת של תקנות להעברת זכויות נפט, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להגשת בקשות להעברת זכויות נפט תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה על ענייני הנפט רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנותה בתנאים שונים או לדחותה. על-פי טיוטת התקנות, תחולנה התקנות על העברה של זכות נפט (היתר מוקדם, רישיון או חזקה) ושל טובת הנאה בענין זכות נפט שהבקשה להעברתה תוגש לאחר פרסומן של התקנות. כמו כן, על-פי טיוטת התקנות, הממונה על ענייני הנפט לא ירשה העברה של זכות נפט ושל טובת הנאה בענין זכות נפט אם לדעתו מתקיים, בין היתר, אחד מאלה:

(א) ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתחרות בתחום החיפושים וההפקה.

(ב) ההעברה עלולה לפגוע בביטחון המדינה או ביחסי החוץ שלה.

(ג) קיימות נסיבות מיוחדות אחרות אשר בשלהן ההעברה אינה לטובת הציבור ומשק האנרגיה בישראל. להערכת השותפות, אישור התקנות האמורות בנוסחן דהיום, אם וככל שתתקבלנה, צפוי להשפיע לרעה על הפעילות בתחום החיפושים וההפקה של נפט ו/או גז בישראל וכפועל יוצא גם על פעילות השותפות.

6. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט:

בחודש ספטמבר 2014 פרסם הממונה, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, הנחיות למתן ביטחונות בקשר עם זכויות נפט. על פיהן, בין היתר (1) על מחזיקי רישיונות ימיים קיימים להפקיד ערבות בנקאית בסכום השווה ל-2.5 מיליון דולר בגין כל רישיון (1.25 מיליון דולר עד ליום 30 בנובמבר 2014 ו-1.25 מיליון דולר עד ליום 31 במרץ 2015) (2) טרם ביצוע קידוח על המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות בנקאית נוספת בסכום שיקבע הממונה, כאשר גובה הערבות הנוספת לרישיונות בים לא יפחת מסך השווה ל-5 מיליון דולר, אלא אם מצא הממונה כי התקיימו נסיבות חריגות המצדיקות לדרוש ערבות בסכום נמוך יותר (3)

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ט. רגולציה (המשך):

6. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט (המשך):

בחזקות נפט הממונה יקבע את גובה הערבות הבנקאית שתופקד, אך בכל מקרה גובה הערבות לא יפחת מסך השווה ל-7.5 מיליון דולר בגין חזקה בים. ערבויות בגין חזקות חדשות תופקדנה עם קבלת החזקה. בחזקות קיימות יש להפקיד את הערבות תוך 45 יום מהמועד שהממונה ידרוש את הפקדתה (4) הערבויות האמורות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות שבשלה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה שאין צורך בהן, אולם לא יותר מ-7 שנים לאחר שפקעה הזכות האמורה.

במקרה של אי עמידה בהוראות ההנחיה, הממונה יהיה רשאי לחלט ערבות שהומצאה וכן יהיה רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה.

בפרסום הנ"ל כלל הממונה גם דרישות בדבר ביטוחים שיש לערוך לרישיונות קיימים ביבשה ובים וכן לחזקות. הממונה דרש כי אחת לשנה ימציא בעל הזכות ברישיון ו/או בחזקה תמצית של פוליסות הביטוח ואולם הממונה קבע כי תוכן התמצית והאופן שבו תוגש יקבעו בהנחיות עתידיות שיפורסמו בעניין זה, ואלו טרם פורסמו. בחודש אוקטובר 2014 פנתה השותפות לממונה באמצעות המפעיל בבקשה לקיים דיון המבהיר את דרישות הביטוח.

בהתאם לאמור לעיל, נדרשה השותפות ביחד עם שותפיה במיזמים השונים במסגרת ההנחיות האמורות ובמסגרת קבלת חזקות לזיתן להפקיד בשנת 2014 ערבויות בנקאיות אוטונומיות בסכום מצטבר של כ-112.5 מיליון דולר (100%, חלקה של השותפות כ-23.4 מיליון דולר) בגין חזקות לזיתן, תמר, דלית, אשקלון, נועה וכן רישיונות חנה, רות C, אלון A ו-אלון C. בחודש ינואר 2015 (לאחר תאריך המאזן) העמידה השותפות ביחד עם שותפיה למיזם אלון D ערבות בסכום מצטבר של כ-1.25 מיליון דולר (חלקה של השותפות כ-0.3 מיליון דולר).

יצויין כי, הערבות בקשר עם חזקת תמר כוללת בתוכה ערבות שהועמדה בקשר עם אישור שקיבלו שותפי תמר להפעלת מערכת הפקה של גז טבעי וקונדנסט מפריקט תמר.

7. החוק לקידום התחרות ולצמצום הריכוזיות, התשע"ד-2013 (להלן: "חוק הריכוזיות"):

ביום 11 בדצמבר 2013 (להלן: "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.

נכון למועד פרסום הדוח, השותפות אינה יכולה להעריך את היקף השפעת חוק הריכוזיות על פעילותה.

8. תיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן: "התיקון לפקודה"):

ביום 23 בפברואר 2015 (לאחר תאריך המאזן) פורסם ברשומות התיקון לפקודה, אשר נועד להרחיב את מנגנוני הממשל התאגידי בשותפות מוגבלת שיחידות השתתפות שלה או בזכויות השותף המוגבל בה, רשומות למסחר בבורסה או שהוצעו לציבור על פי תשקיף (להלן: "שותפות ציבורית").

התיקון לפקודה כולל בעיקר את השינויים הבאים:

א) החלת ההוראות הקבועות בחוק החברות בנוגע לאורגנים המכהנים בחברה ציבורית, בשינויים המתחייבים מכך שמדובר בשותפות ולא בחברה וכן בשינויים נוספים הקבועים בתיקון לפקודה, בנוגע לנושאים הבאים: הסדרת סמכויות דירקטוריון השותף הכללי, אופן מינוי יו"ר הדירקטוריון, כינוס ישיבות הדירקטוריון ואופן ניהולן, חובת מינוי ועדת ביקורת, חובת מינוי ועדת תגמול, חובת מינוי מנהל כללי, וחובת מינוי דירקטורים ודירקטורים חיצוניים.

8. תיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן: "התיקון לפקודה") (המשך):

- (ב) החלת חובת הזהירות וחובת האמונים על השותף הכללי ונושאי המשרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית כלפי השותפות הציבורית. קביעה כי נושאי המשרה בשותף הכללי יעדיפו את טובת השותפות הציבורית על פני טובת השותף הכללי.
- (ג) הטלת הגבלות לגבי מתן פטור, שיפוי או ביטוח לשותף הכללי לנושאי המשרה בשותף הכללי וכן לנושאי המשרה בשותפות הציבורית עצמה בדומה לאלה החלות בחברה ציבורית.
- (ד) החלת חובת ההגינות כלפי השותפות הציבורית על בעל השליטה בשותף הכללי, וכן על בעל מניה בשותף הכללי או על מחזיק ביחידת השתתפות היודע שאופן הצבעתו יכריע בענין הנוגע לשותפות הציבורית או שיש לו הכוח למנות או למנוע מינוי של נושא משרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית או כח אחר כלפי החברה או השותפות הציבורית, לפי העניין.
- (ה) חובת מינוי רואה חשבון מבקר, חובת מינוי מבקר פנימי וחובת מינוי ועדה לאישור הדוחות הכספיים של השותפות הציבורית.
- (ו) קביעה כי מינוי המפקח, תנאי כהונתו ותקופת כהונתו יאושרו כל שלוש שנים בידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ברוב קולות ובלבד שסך קולות התומכים מהווה 2% לפחות מכלל זכויות ההצבעה בשותפות, כאשר קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו או בעל ענין אישי באישור המינוי (למעט ענין אישי שאינו כתוצאה מקשר עם השותף הכללי או בעל השליטה בו) לא יובאו בחשבון. כן נקבעו תנאי כשירות לכהונה כמפקח המקבילים לתנאי כשירות של דירקטור ודירקטור חיצוני, ונקבעו הוראות נוספות בענין סמכויותיו, זכויותיו וחובותיו של המפקח. לגבי מפקח המכהן בשותפות ציבורית הנסחרת בבורסה במועד פרסום התיקון לפקודה נקבע, כי לא יהיו נתונות לו הסמכויות שהיו נתונות לו לאישור פעולות לפני יום הפרסום על-פי תקנות השותפות, בכל ענין שלפי הוראות התיקון לפקודה נתונה סמכות האישור למחזיקי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או בעל השליטה בו.
- (ז) קביעת הוראות בנוגע לכינוס אסיפות כלליות של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ניהולן והצבעה באסיפות כלליות בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.
- (ח) קביעה כי למחזיקי יחידות השתתפות זכות למידע ועיון במסמכי השותפות המפורטים בתיקון לפקודה, זכות לקבל העתק מהדוחות הכספיים, זכות להגיש תביעה נגזרת, זכות לפנות לבית-המשפט במקרה של קיפוח וכן קביעת חובה להפעיל זכויותיו בתום לב ובדרך מקובלת ולהימנע מניצול לרעה של כוחו בשותפות הציבורית.
- (ט) קביעת חובת אימוץ מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותף הכללי ובשותפות ציבורית וכן מנגנון אישור לתנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה כאמור בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.
- (י) קביעת מנגנון אישור לעסקה של השותפות הציבורית עם נושא משרה בה או בשותף הכללי, או שלנושא המשרה יש ענין אישי בה בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.
- (יא) קביעת מנגנון אישורים מיוחד המקביל למנגנון הקבוע בחוק החברות לעסקאות חריגות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה בה או שלבעל השליטה עניין אישי בהן, לרבות אישור אחת לשלוש שנים לעסקאות כאמור שהינן לתקופה העולה על שלוש שנים (למעט לגבי עסקה לתשלום "דמי יוזמה" המוגדרים ככל נכס הניתן על ידי השותפות הציבורית לשותף הכללי, לבעל השליטה בו או לחברה בשליטתו, בהתאם לתקנות השותפות, הנגזר מנכסים, מהכנסות או מרווחי השותפות, בין במזומן ובין בכל דרך אחרת), וכן להתקשרות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה או קרובו לעניין קבלת שירותים בידי השותפות הציבורית או באשר לתנאי כהונתו והעסקתו. עוד נקבע כי

ביאור 11 - התחייבויות תלויות, התקשרויות ושעבודים (המשך):

ט. רגולציה (המשך):

8. תיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן: "התיקון לפקודה") (המשך):

יא (המשך):

הצעה פרטית בשותפות הציבורית טעונה אף היא אישור מיוחד כאמור לעיל, כאשר בנוגע לשותפויות ציבוריות הנסחרות ביום פרסום התיקון לפקודה נקבע כי במנין רוב הקולות באסיפה הכללית לא יכללו קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו.

לעניין זה יצוין, כי התיקון לפקודה מגדיר בעל שליטה בשותפות ציבורית כשותף הכללי ובעל השליטה בו, לרבות מי שמחזיק ב-25% או יותר מזכויות ההצבעה בשותף הכללי אם אין אדם אחר המחזיק מעל 50% מזכויות ההצבעה בו. לגבי עסקה בין השותפות הציבורית לבין השותף הכללי הנוגעת להחזר הוצאות שהוציא השותף הכללי לשם ניהול השותפות, נקבע כי אין צורך לאשרה בהתאם למנגנון האמור לעיל במקרה בו השותפות הציבורית לא התקשרה עם השותף הכללי בעסקה לקבלת שירותים.

יב) החלת הוראות חוק החברות בענין שמירת ההון וחלוקה על השותפות הציבורית.

יג) החלת הוראות חוק החברות בענין מכירת כפויה של מניות, באופן שיאפשר לשותף הכללי או לבעל השליטה בו לפנות לבעלי יחידות השתתפות, ולהציע לרכוש את מלוא זכויותיהם בשותפות במנגנון של הצעת רכש מלאה.

יד) החלת הוראות חוק החברות בענין מיזוג על שותפויות, למעט הריג המאפשר מיזוג חברות ללא קבלת אישור האסיפה הכללית של החברה הקולטת.

טו) הסמכת רשות ניירות ערך להטיל עיצום כספי על השותף הכללי ועל נושאי המשרה בו.

טז) תחילתו של התיקון לפקודה הינו חודשיים מיום פרסומו, היינו ביום 23 באפריל 2015 (להלן: "יום התחילה"), למעט: (1) ההסדרים הקבועים בסעיפים קטנים (ב), (ה) ו-(ו) לעיל – שייכנסו לתוקף בתום ארבעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23 באוגוסט 2015; (2) חובת אימוץ מדיניות תגמול לראשונה – שתיכנס לתוקף בתום תשעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23 בינואר 2016; (3) אישור מחדש של עסקה עם בעל השליטה כאמור בסעיף קטן (יא) לעיל ייעשה עד למועד המאוחר מבין אלה: א. שישה חודשים מיום התחילה, היינו: מיום 23 באוקטובר 2015; ב. מועד כינוס האסיפה הכללית השנתית הראשונה של מחזיקי יחידות ההשתתפות לאחר יום 23 באפריל 2015; ג. תום שלוש שנים ממועד האישור הקודם. על אף האמור לעיל, נקבע כי התקשרות של השותפות הציבורית עם השותף הכללי לקבלת שירותים או בנוגע לתנאי כהונה והעסקה שתקופתה מעל שלוש שנים תאושר בתוך שש שנים מיום התחילה. כן נקבע כי על אף האמור לעיל, קבלת דמי מפעיל בידי השותף הכללי על-פי תקנות השותפות בשל עסקה שעניינה פעולות חיפוש, פיתוח או הפקה של גז או נפט לא תהא טעונה אישור מיוחד כאמור לעיל אם האישור נדרש רק בשל הזכות לקבלת תשלום כאמור, ובלבד ששיעור דמי המפעיל אינו עולה על שיעור דמי המפעיל שהיה קבוע בתקנות השותפות ביום פרסום התיקון לפקודה.

עם כניסת התיקון לפקודה לתוקף תידרש השותפות לבצע את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי הקיימים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 12 - הון השותפות:

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 רואי חשבון ("המפקח").

כל היחידות הנ"ל נרשמו למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב.

ב. בפנקס בעלי היחידות רשומות ליום 31 בדצמבר 2014 : 546,966,871 יחידות (ליום 31 בדצמבר 2013 : זהה) 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.

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 וכן עדכון שכר המפקח שאותו זכאי המפקח לקבל מהנאמן.

2. סכומי החלוקה:

א) ביום 17 ביוני 2014 אישרו דירקטוריון השותפות והנאמן חלוקת רווחים למחזיקי יחידות ההשתתפות בסך של כ- 100 מיליון דולר (0.18283 דולר ליחידת השתתפות) בגין רווחי שנים קודמות אשר חולקו ביום 10 ביולי 2014. בנוסף בוצעה חלוקה מזערית לנאמן השותפות בסך של כ- 0.2 מיליון דולר.

ב) בשנת 2013 חולקו לשותף המוגבל סך של 750 אלפי ש"ח (כ- 210 אלפי דולר) שישמשו לתשלום שכר הנאמן והוצאותיו, בהתאם להוראת הסכם הנאמנות, בעבור כיסוי הוצאותיו בגין תשקיף מדף של השותפות כאמור בסעיף ה להלן.

ג) בשנת 2012 לא בוצעה חלוקת רווחים.

ד) הרווחים שחולקו כאמור לעיל מוצגים כקישון ביתרת הרווחים שבהון השותפות.

ד. הון השותפות ליום 31 בדצמבר 2014 מורכב כדלקמן:

השותף המוגבל	השותף הכללי	סך-הכל	
71,615	7	71,622	הון השותפות וקרנות הון
230,216	23	230,239	בתוספת רווחים שנצברו
301,831	30	301,861	יתרה ליום 31 בדצמבר 2014

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).

ביאור 12 - הון השותפות (המשך):

ה. בחודש מאי 2013 פורסם תשקיף מדף להנפקת יחידות השתתפות בשותפות וכתבי אופציה הניתנים למימוש ליחידות השתתפות. ההנפקה תבוצע באמצעות דוחות הצעת מדף בהם יושלמו הפרטים בדבר המבנה הסופי של ההנפקה והיקפה. עד למועד פרסום דוחות כספיים אלה טרם הוצאו ניירות ערך בהתאם לתשקיף המדף ואין כל ודאות כי ההנפקה תצא אל הפועל.

ו. החלטות שהתקבלו בשנת החשבון על-ידי האסיפה הכללית:

(1) לאשר התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, הנערכת על ידי קבוצת דלק בע"מ.

(2) לאשר לשותף הכללי ו/או לשותפות להתקשר בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, מעת לעת ומבלי שיידרש אישור נוסף של האסיפה הכללית במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית של קבוצת דלק בע"מ.

ז. קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו - במהלך השנים 2011 עד וכולל 2014 נושא בעל השליטה בשותפות בעלויות העסקתו של יו"ר השותף הכללי (ראה ביאור 20 גלף) ובעלויות של יחידות הפאנטום והעמדת הערבות של מנכ"ל השותף הכללי (לעניין תנאי העסקת המנכ"ל ראה ביאור 20 גלף). השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו בגין ההטבה כאמור וכן בגין ההוצאות שנושאים, בין היתר, השותף הכללי, דלק מערכות אנרגיה בע"מ וקבוצת דלק בע"מ מעבר לתשלום דמי הניהול שהשותפות משלמת לשותף הכללי.

ח. תוכנית אופציות:

ביום 12 בנובמבר 2012 החליט דירקטוריון השותף הכללי דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ (להלן: "השותף הכללי") על אימוץ תוכנית אופציות פאנטום (להלן: "התוכנית") לנושאי משרה בכירים ועובדים בשותפות ובשותף הכללי.

על-פי תנאי התוכנית הוענקו 482,625 אופציות (מזה חלק עובדי השותפות 438,477 אופציות) ללא תמורה והן תהיינה ניתנות למימוש למענק כספי בסכום השווה להפרש בין מחיר השוק של יחידת השתתפות של השותפות במועד המימוש לבין מחיר המימוש של אופציית פאנטום אשר התבסס על שער הנעילה של יחידת השתתפות של השותפות בבורסה ביום 11 בנובמבר 2012 שהינו 12.95 ש"ח לכל אופצית פאנטום של המנה הראשונה, בתוספת 5% למנה השנייה. האופציות תבשלנה בשתי מנות שוות, כאשר המנה הראשונה תבשיל בתום שנה ושלושה חודשים לאחר המועד בו אושרה ההקצאה על-ידי דירקטוריון השותף הכללי והמנה השנייה תבשיל בתום שנה ושלושה חודשים ממועד ההבשלה הראשון.

יצוין כי השותף הכללי יישא בעלויות התוכנית של נושאי משרה ועובדים בשותף הכללי. בנוסף, קבע דירקטוריון השותף הכללי כי התוכנית וההקצאה לכל אחד מנושאי המשרה אינה מהווה עסקה חריגה.

על-פי הערכת שווי שקיבלו השותפות והשותף הכללי, הערך הכלכלי של האופציות, נכון ליום 31 בדצמבר 2014, הסתכם לסך של כ- 526.2 אלפי ש"ח (מתוכם אופציות בשווי של כ- 480.1 אלפי ש"ח הוענקו לנושאי משרה ועובדים בשותפות), וחושב על-פי מודל בלק-שולס לתמחור אופציות ובהתבסס על ההנחות הבאות:

(1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31 בדצמבר 2014 - 14.31 ש"ח; (2) מחיר מימוש מותאם של כל אופציה חושב לפי 12.32 ש"ח למנה הראשונה ושל 12.97 ש"ח למנה השנייה; (3) סטיית תקן בשיעור של 25.6%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 0.3%; (5) אורך חיים חוזי של 0.86 שנים.

סכום ההוצאה (ההכנסה) שנוקף בדוח על הרווח הכולל בגין התוכנית האמורה במהלך השנים 2012, 2013 ו- 2014 הסתכם לסך של כ- 51 אלפי דולר, לסך של כ- 455 אלפי דולר והכנסה בסך של כ- 400 אלפי דולר בהתאמה.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 13 - הכנסות ממכירת גז טבעי וקונדנסט:

- א. הכנסותיה של השותפות מקורן ממכירות גז טבעי וקונדנסט אל מגוון לקוחותיה והכל בהתאם להסכמי התקשרות שנחתמו עמם כמפורט בביאור 11 לעיל.
- ב. היקף המכירות לחברת החשמל לישראל בע"מ היה בשנת 2014 כ- 55% (2013: כ- 66%; 2012: כ- 68%) מהמכירות. היקף המכירות לבתי זיקוק לנפט בע"מ היה בשנת 2014 כ- 13% (2013: כ- 14%; 2012: כ- 20% מהמכירות).
- ג. כמות הגז הטבעי הכוללת שנמכרה בשנת החשבון בפרויקטים תמר וים תטיס הסתכמה בכ- BCM 7.5 (2013: כ- BCM 6.4; 2012: כ- BCM 2.53). וכמות הקונדנסט הכוללת שנמכרה בשנת החשבון הסתכמה בכ- 347.7 אלפי חביות (2013: כ- 246 אלפי חביות).

ביאור 14 - תמלוגים:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	
9,535	22,512	28,332	תמלוגים למדינה (פסקה ב להלן)
8,694	6,829	7,172	תמלוגים לבעלי ענין (פסקה ג להלן)
-	592	952	תמלוגים לצד ג' (ביאור 3ב11 לעיל)
18,229	29,933	36,456	סך-הכל

ב. תמלוגים למדינה:

- בהתאם לחוק הנפט, התשי"ב-1952 זכאית המדינה לתמלוגים מכמות הגז המופקת (ראה ביאור 4ב11 לעיל). הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והמים הודיע למפעילת העסקאות המשותפות (תמר וים תטיס) כי המדינה החליטה שלא לקבל בעין את התמלוגים, להם היא זכאית מתגליות הגז, כי אם לקבל את שווי השוק של התמלוגים על פי הבאר, בדולרים.
- בהתאם להודעת הממונה על ענייני הנפט מיום 19 ביולי 2004 וסיכום דיון שהתקיים עם הממונה, הוסכם על אופן חישוב התמלוגים שיגיעו למדינה ממאגרי "ים תטיס" (ראה פסקה 5 להלן).
- נכון למועד פרסום הדוח, השותפים בפרויקט תמר נמצאים בדיון עם הממונה על ענייני הנפט לגבי אופן חישוב שווי השוק של התמלוג על פי הבאר בפרויקט תמר והוסכם כי עד להשלמת הדיונים האמורים ישלמו שותפי תמר למדינה מקדמות על חשבון התמלוגים בשיעור של 12% בגין ההכנסות מפרויקט תמר. להערכת שותפי הפרויקט, על-פי תחשיב המבוסס על עקרונות "הנוסחה האנגלית", אשר מהווה את האומדן הקרוב ביותר להסכם אשר נחתם עם המדינה בפרויקט ים תטיס, שיעור התמלוג בפועל למדינה בפרויקט תמר בשנים 2013 ו-2014 הינו כ- 11.17% וכ- 11.23%, בהתאמה וכך נרשם בספרי השותפות. יצוין כי, עמדת שותפי פרויקט תמר הינה כי תחשיב שיעור תמלוגי המדינה בגין ההכנסות מפרויקט תמר, צריך להביא לידי ביטוי את מורכבות הפרויקט, הסיכונים הכרוכים בפרויקט והיקף ההשקעות בפרויקט, וזאת בהשוואה לפרויקט ים תטיס.

ביאור 14 - תמלוגים (המשך):

ב. תמלוגים למדינה (המשך):

4. בחודש ספטמבר 2014 התקבלה מהממונה דרישה לתשלום תמלוגים עבור הפרשי מחיר הנובעים מאופן חישוב שווי השוק של הגז בפי הבאר בקשר עם מזכר העקרונות שנחתם בין שותפי ים תטיס לשותפי תמר (ראה ביאור 27ג2). בגין הדרישה האמורה שילמה השותפות בשנת החשבון תמלוגים למשרד האנרגיה בסך של כ-3.1 מיליון דולר.

ביום 12 במרץ 2015 (לאחר תאריך המאזן) הגישה השותפות, ביחד עם אבנר ונובל (להלן יחד: "התובעות") תביעה לבית המשפט המחוזי בירושלים כנגד מדינת ישראל, באמצעות נציגיה ממשרד האנרגיה (להלן: "הנתבעת"), הכוללת בעיקרה השבתם של תמלוגים בסך כולל של כ-15 מיליון דולר (מתוכם חלקה של השותפות הינו כ-3.6 מיליון דולר), אשר שילמו התובעות, ביתר ותחת מחאה, לנתבעת, בגין הכנסות הנובעות מאספקת גז טבעי מחלקן בפרויקט תמר, ללקוחות של התובעות בגין הסכמי ים תטיס וכן סעד הצהרתי באשר לשיעור התמלוגים שישלמו התובעות בעתיד בגין הכנסות אלו. ביסודה של התביעה, טענת התובעות לפיה הנתבעת גובה מהתובעות תמלוגים בגין סכומים העולים על הסכומים אשר מקבלות התובעות מלקוחותיהן בגין מכירת גז טבעי והמהווים, לטענת הנתבעת, את מחיר השוק של הגז.

5. בחודש אוקטובר 2013 קיבלו שותפי ים תטיס ממשרד התשתיות האנרגיה והמים (להלן: "משרד התשתיות") טיוטת דוח ביקורת תמלוגים לשנים 2011-2012 לעסקה המשותפת "ים תטיס" (להלן: "טיטת הדוח"). במסגרת טיוטת הדוח פירט משרד התשתיות את טענותיו כלפי אופן יישום עקרונות הנוסחה האנגלית לרבות הרכיבים שאמורים להיכלל במסגרת תחשיב שיעור התמלוג למדינה ובין היתר, הוספה של רכיבים ו/או הקטנה של רכיבים שנדרשו עבור תקופות אלה ו/או התאמתם. נכון למועד פרסום הדוחות הכספיים, שותפי העסקה המשותפת בפרויקט ים תטיס (להלן: "השותפים") נמצאים בדיון עם משרד התשתיות לגבי אופן חישוב שווי השוק של תמלוגי המדינה על-פי הבאר בפרויקט ים תטיס. לאור טענות משרד התשתיות כאמור, הוסכם כי עד להשלמת הדיונים בעניין זה כאמור לעיל ישלמו שותפי ים תטיס מקדמות על חשבון תמלוגים בשיעור של כ-11.96% בגין ההכנסות מפרויקט ים תטיס. כמו כן, שותפי ים תטיס בוחנים את השלכות טיוטת הדוח ואת האפשרויות המשפטיות העומדות בפניהם.

על-פי תחשיב שנערך בהתאם לעקרונות "הנוסחה האנגלית" ועל בסיס ההנחות ששימשו את השותפות ובהתחשב במתווה המכירה (ביאור 27ג2 לעיל), השיעור האפקטיבי של התמלוגים למדינה בפרויקט ים תטיס בתקופת הדוח הינו כ-8.3% (2013: כ-10.72%; 2012: כ-8.4%) מהמכירות ברוטו. שיעור התמלוג כאמור כפוף לבדיקה של משרד האנרגיה והמים.

ג. אופן חישוב התמלוגים שנקבע בפסקה ב לעיל משמש גם לחישוב שווי השוק על פי הבאר של תמלוג העל המשולם על ידי השותפות לבעלי ענין, על פי הסכם העברת זכויות שנחתם בשנת 1993 כמפורט בביאור 11ב1 לעיל. שיעור התמלוג האפקטיבי ממכירת גז טבעי וקונדנסט ממאגר תמר בשנים 2014 ו-2013 הינו כ-2.7% מהמכירות ברוטו לכל אחת מהשנים. שיעור התמלוג האפקטיבי בשנת 2014 ממכירות גז טבעי בחזקת אשקלון ובהתחשב במתווה המכירה (ביאור 27ג2 לעיל) הינו כ-8.6% (2013: כ-5.67%; 2012: כ-10%) מהמכירות ברוטו. שיעור התמלוג בשנים 2013 ו-2012 בחזקת נועה היה כ-2.6% וכ-0.8% מהמכירות ברוטו, בהתאמה (2014: אין).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 15 - עלות הפקת הגז והקונדנסט: ³²

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	
4,897	5,483	6,106	שכר עבודה ונלוות
1,007	1,229	1,434	שמירה ואבטחה
2,957	3,038	3,046	ביטוח
1,783	4,576	5,359	הובלה ושינוע
959	2,694	2,613	דמי מפעיל וניהול אופרציה
2,709	4,882	6,249	אחזקה ואחרות
14,312	21,902	24,807	סך-הכל

ביאור 16 - הוצאות חיפוי נפט וגז, ייעוץ גיאולוגי והוצאות ישירות אחרות, נטו: ³³

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	
693	5,993	1,642	סקרים גיאולוגיים סייסמיים
24,866	1,110	-	קידוח שננטש
(21,156)	(9,269)	(93)	החזר מביטוח בגין קידוח שננטש
3,880	5,186	4,977	ייעוץ גיאולוגי כללי והוצאות ישירות אחרות
8,283	3,020	6,526	סך-הכל

ביאור 17 - הוצאות הנהלה וכלליות:

הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	
927	1,381	899	משכורות ונלוות ³⁴
556	380	94	עלות תשלום מבוסס מניות למנהל הכללי (ראה ביאור 20 גלף)
1,946	1,991	2,255	שירותים מקצועיים ³⁵
682	699	615	אחרות
4,111	4,451	3,863	סך-הכל

³² ברובן באמצעות מפעילת העסקאות המשותפות "תמר" ו "ים תטיס".

³³ ברובן באמצעות מפעילת העסקאות המשותפות.

³⁴ בניכוי הכנסה משערוך התחייבות תשלום מבוסס מניות לעובדי השותפות בסך של כ- 390 אלפי דולר (2013: כולל הוצאה כ- 441 אלפי דולר; 2012: כולל הוצאה כ- 51 אלפי דולר).

³⁵ כולל הוצאות בשנת החשבון בסך של כ- 991 אלפי דולר (2013: 931 אלפי דולר, 2012: 978 אלפי דולר) שנוקפו כנגד קרן הון (ביאור 12 לעיל).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 18 - הוצאות והכנסות מימון:

א. הרכב:

לשנה שהסתיימה ביום				
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014		
			הוצאות:	
-	-	20,646	בגין אגרות חוב	
4,497	28,571	18,327	בגין התחייבויות מתאגידים בנקאיים	
2,520	1,828	16,157	בגין פעילות בנגזרים	
-	-	1,520	בגין שערך השקעות לזמן קצר	
350	479	853	בגין שינויים בהתחייבויות בגין עלות סילוק נכסים עקב חלוף הזמן	
1,484	331	241	בגין עמלת ערבות ורביית לצדדים קשורים	
116	136	931	אחרות	
<u>8,967</u>	<u>31,345</u>	<u>58,675</u>	סך-הכל הוצאות	
			הכנסות:	
322	172	1,104	בגין פקדונות בבנקים והשקעות לזמן קצר	
-	1,174	1,096	בגין חכירה מימונית	
495	5,742	-	בגין פעילות בנגזרים	
91	177	45	אחרות	
<u>908</u>	<u>7,265</u>	<u>2,245</u>	סך-הכל הכנסות	
<u>8,059</u>	<u>24,080</u>	<u>56,430</u>	סך-הכל הוצאות מימון, נטו	

ב. סך הכל עלויות אשראי שהונו בשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014 ולא נכללו בדוח על הרווח הכולל הסתכמו לסך של 16,893 אלפי דולר (בגין אגרות חוב 7,006 אלפי דולר והלוואות תאגידים בנקאיים 9,887 אלפי דולר) שנת 2013 : 16,777 אלפי דולר ושנת 2012 : 25,138 אלפי דולר. שיעורי ההיוון ששימשו לקביעת סכום עלויות האשראי שהונו כ- 5.4%.

ביאור 19 - היטל רווחי נפט:

א. הרכב:

1. היטל רווחי נפט:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	
(1,933)	(6,229)	(2,363)	מסים שוטפים
(5,969)	7,204	(1,322)	מסים נדחים
<u>(7,902)</u>	<u>975</u>	<u>(3,685)</u>	סך-הכל

ראה פסקה ב להלן בדבר שיעור ההיטל שחל בשנת החשבון על השותפות. אומדן שיעור היטל רווחי נפט וגז שלפיו חושבו מסים הנדחים הינו 25%.

2. המסים הנדחים מוצגים במסגרת:

31.12.2013	31.12.2014	
1,235	-	נכסים לא שוטפים
-	(87)	התחייבויות לא שוטפות
<u>1,235</u>	<u>(87)</u>	יתרות מסים נדחים, נטו

ב. חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011:

ביום 30 במרץ 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: "החוק") וביום 10 באפריל 2011 פורסם ברשומות. יישומו של החוק מביא 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 שיחלו בהפקה עד שנת 2014.

עיקרי הוראות החוק כלהלן:

- 1) השארת שיעור התמלוגים למדינה ללא שינוי;
- 2) ביטול ניכוי האזילה;
- 3) הנהגת היטל רווחי נפט וגז:

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 R פקטור יגיע ל-1.5, וכשיעלה היחס יגדל ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי 50% עד הגעת היחס ל-2.3. כמו-כן, נקבע ששיעור ההיטל כאמור, יופחת החל בשנת 2016 במכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה לגבי כל שנת מס לבין שיעור המס 18%.

בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני יצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל מאגר בנפרד (Ring Fencing); תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב כשיעור מהנפט המופק, יהיה חייב מקבל התשלום בתשלום היטל בהתאם לגובה התשלום שקיבל, וסכום זה יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט.

ביאור 19 - היטל רווחי נפט (המשך):

ב. חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011 (המשך):

(4) יינתן פחת מואץ על ההשקעות בשיעור 10%, עם אפשרות בחירה לפחת עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה.

(5) מיסוי שותפות נפט - בחוק נקבעו הוראות לגבי אופן חישוב ודיווח על רווחי השותפים בשותפויות העוסקות בחיפוש נפט, לרבות אופן חישוב ותשלום המס הנובע מרווחים אלה.

(6) בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.

(7) נקבעו הוראות מעבר כדלקמן:

(א) על מיזם נפט 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.

(ב) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1 בינואר 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 לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.

(8) במסגרת תיקון לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסות בעלי זכויות נפט) (תיקון), התשע"א-2011, בוטלה ההכרה כהוצאה שוטפת בהוצאות פיתוח בגין מאגרים שההפקה המסחרית מהם תחל לאחר 1 בינואר 2014, ויחולו לגביהן כללי ההפחתה שנקבעו בחוק מיסוי רווחי נפט.

ביום 29 ביולי 2013 אושרה בכנסת העלאה בשיעור מס החברות החל מיום 1 בינואר 2014 ל- 26.5%. לכן יופחת שיעור היטל רווחי נפט וגז כמתואר בפסקה 33 לעיל, ושיעורו המקסימלי יעמוד על 44.56%. ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחילה מיום 10 באפריל 2011, וההוראה בדבר מיסוי שותפות נפט (פסקה 5 לעיל) בתחולה משנת המס 2011.

ג. הצעת חוק מיסוי רווחי נפט (תיקון), התש"ע - 2014:

ביום 26 במרץ 2014, פרסם משרד האוצר את תזכיר הצעת חוק מיסוי רווחי נפט (תיקון), התשע"ד-2014 (להלן: "התזכיר"). יצוין, כי ביום 23 בנובמבר 2014 אושר התזכיר בוועדת השרים לענייני חקיקה וזאת לאחר מספר תיקונים ושינויים שנערכו בו על ידי משרד האוצר. הליכי החקיקה בכנסת ביחס לתזכיר טרם החלו. עיקרי ההצעות נשוא התזכיר נוגעות לשיטה שבאמצעותה ייקבעו התקבולים בגין נפט מיוצא (להלן: "תקבולי היצוא"), לצורך חישוב ההיטל על רווחי הנפט. ההצעות מתייחסות למספר שיטות לפיהן ייקבע מחיר העברה לצורך חישוב תקבולי היצוא.

לעניין זה, על-פי המוצע בתזכיר, ביחס לנפט שאינו גז טבעי, אשר קיים לגביו מחיר עולמי אחיד ומקובל, יקבע כי השיטה המועדפת לקביעת מחיר ההעברה היא שיטת השוואת המחיר (CUP- comparable uncontrolled price). לעומת זאת, לנוכח הקשיים ("העדר שוק תחרותי" והעדר מחיר עולמי אחיד ומקובל לגז טבעי) ביישום שיטת השוואת המחיר ביחס לעסקאות למכירה של גז טבעי לצורך שימוש בו מחוץ לשטח

ביאור 19 - היטל רווחי נפט (המשך):

ג. הצעת חוק מיסוי רווחי נפט (תיקון), התש"ע - 2014 (המשך):

מדינת ישראל, מוצע כי לעניין מכירת גז טבעי כאמור, קביעת מחיר ההעברה באמצעות שיטת השוואת המחיר תהיה כפופה להחלטת מיסוי לפי החוק, באישור המנהל הכללי של משרד האוצר.

ככל שלא תינתן החלטת מיסוי כאמור, הוצע בתזכיר כי לענין עסקת מכירה של גז טבעי לצורך שימוש בו מחוץ לשטח מדינת ישראל, יקבע מחיר ההעברה באמצעות שיטה המחלצת את מחיר השוק מהמחיר ששילם, או שהיה משלם, עבור הגז הטבעי, לקוח שאינו קשור, במישרין או בעקיפין, לבעלי הזכויות במאגר.

בנוסף להוראות התזכיר ביחס לתקבולי היצוא נקבעו בתזכיר הוראות נוספות הנוגעות לאופן לחישוב ההיטל בו חייב מיזם הנפט. בין הוראות אלו כלולות הוראות לעניין הטלת היטל על כל פעולה המבוצעת כ"רכיב נלווה" לצורך מכירת הנפט לרבות ניקוי נפט, טיפולו בו לצורך הזרמתו למתקן יצוא או למערכת הולכה, הובלת נפט, מתן אשראי לצורך מכירה וכיו"ב. בנוסף, נקבעו בתזכיר הוראות לעניין אופן הכללת עלותם של מתקנים "מעורבים" (המשמשים הן לצורך ביצוע פעילות היצוא והן לצורך מכירות בשוק המקומי) במכנה מקדם ההיטל.

ליישום התיקונים נשוא התזכיר, באם יתקבלו, תהיה השלכה בקביעת על סכום ההיטל שיחול בעתיד על הכנסות השותפות.

ד. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך המאזן:

1. השותפות אושרה על-ידי נציב מס הכנסה לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988, תוקף התקנות הוארך מדי שנה ולאחרונה עד יום 31 בדצמבר 2014. טרם פורסמה הארכה של תוקף התקנות.
2. טרם הושלם הליך הביקורת של שלטונות מס הכנסה בקשר עם דוחות השותפות לצורכי מס לשנים 2012-2013. לאחר גמר ביצוע הביקורת כאמור לעיל ועם קביעת גובה ההכנסה והוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי תונפק תעודה למחזיק זכאי בהתאם.
3. בהתאם לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011, 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. כמו-כן נקבע בסעיף הנ"ל, כי השותף הכללי יהיה חייב בהגשת דוח על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדיה, בהתאם להוראות שקבע המנהל, והשותף הכללי ישלם בעת הגשת הדוח השנתי של השותפות את המס הנובע ממנו על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפויות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח, לפי הכללים שנקבעו בחוק. כמו כן, נקבע כי פקיד השומה רשאי לקבוע מקדמות על חשבון המס שהשותפים בשותפות יהיו חייבים בו באותה שנת מס והן ישולמו על ידי השותף הכללי מכספי השותפות.
5. על פי אישורים של נציבות מס הכנסה שניתנו לשותפות בעבר, התחייבה השותפות שלא לקחת הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש של נציבות מס הכנסה. לצורך גיוס הלוואות למימון פעילותה של השותפות, פונה השותפות מדי פעם לנציבות מס הכנסה לקבלת האישור הנדרש כאמור.
6. השותפות המוגבלת הגיעה בחודש מאי 2002 להסכם עם שלטונות מס הכנסה לגבי אופן ההכרה של הוצאות פיתוח מערך ההפקה של פרויקט "ים תטיס" לצרכי מס (להלן: "הוצאות הפיתוח"). על פי ההסכם נקבע בין היתר שמידי שנה יוכוו 15% מהוצאות פיתוח מערך ההפקה שהוצאו באותה שנת מס. יתרת ההוצאה תנוכה על פני 11 שנים החל משנת המס בה החלה העסקה המשותפת להפיק הכנסות ממערך ההפקה.

ביאור 19 - היטל רווחי נפט (המשך):

ד. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים לתאריך המאזן (המשך):

7. סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.

8. מיסוי קפריסין:

בהתאם להסכם הזיכיון עם ממשלת קפריסין, תשלום חלקה של ממשלת קפריסין בגז ו/או בנפט שיופק מבלוק 12, ככל שיופק, מגלם בתוכו גם את תשלומי מס החברות שעל בעלי הזכויות בפרויקט כאמור לרבות השותפות לשלם לרפובליקת קפריסין.

השותפות קיבלה אישור מרשות המסים בישראל ביחס לפעילותה בבלוק 12 ובו נקבעו, בין היתר, הפרטים הבאים: פעילות השותפות בבלוק 12 לא תהווה פגיעה במעמד השותפות "כשותפות" לענין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988; ההכנסה שתופק בבלוק 12 תחשב כהכנסה החייבת במס בישראל וחשוב המס יהא בהתאם לדין בישראל; במידה והשקעות החיפושים יתבררו כהשקעות שאינן מצדיקות הפקה (קידוח יבש) יוכרו השקעות אלה כהוצאה בדרך של פריסה על פני תקופה של חמש שנים; במידה והשקעות החיפושים יתבררו כהשקעות בנות הפקה, תהווה הפעילות בבלוק 12 לצרכי מס מגזר נפרד העומד בפני עצמו והשקעות החיפושים יוכרו בישראל כהוצאה, רק כנגד ההכנסות מקפריסין (מכאן, שהוצאות שהוציאה השותפות בקפריסין בגין פעילותה בבלוק 12 לא יכללו בדיווחי המס שלה במסגרת ההוצאות המותרות בניכוי בישראל, אלא יופחתו בעתיד מהכנסות שתפיק השותפות בבלוק 12) והכל בכפוף לדין החל בישראל; אופן ההכרה בהכנסות לרבות זיכוי בגין מס ששולם בקפריסין יבוצע בהתאם להוראות מנהל רשות המסים, בהתחשב בתנאים שיהיו רלוונטים באותה עת ובתנאים שהיו ידועים בעת מתן האישור.

יצוין כי הממונה על ענייני הנפט נתן את אישורו בהתאם לתקנה 8 לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) תשט"ז-1956, להחלת התקנות על השותפות גם בבלוק 12, בכפוף לתנאים שנקבעו על-ידו.

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה:

א. יתרות:

31 בדצמבר 2013		31 בדצמבר 2014		ביאור	
בעלי ענין	חברות אם	בעלי ענין	חברות אם		
אחרים		אחרים			
586	132	504	49	5	לקוחות
78	4,135	128	3,033	6	חייבים ויתרות חובה
524	³⁷ 466	262	³⁶ 579	8	זכאים ויתרות זכות

³⁶ כולל תמלוגים לשלם בסך 154 אלפי דולר (31 בדצמבר 2013 : 329 אלפי דולר) (ראה ביאור 14).

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014 :

בעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
6,036	432	13	הכנסות ממכירת גז ³⁷
-	7,172	14	הוצאות בגין תמלוגי על
61	-	ד11	הוצאות דמי מפעיל
480	-	א11	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
-	241	4ז11	עמלת ערבות לקבוצת דלק
672	413	17,ז12	הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	76		ביטוח נושאי משרה

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2013 :

בעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור	
3,838	731	13	הכנסות ממכירת גז ³⁸
-	6,829	14	הוצאות בגין תמלוגי על
61	-	ד11	הוצאות דמי מפעיל
480	-	א11	הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
-	290	4ז11	עמלת ערבות לקבוצת דלק
466	845	17,ז12	הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	41		הוצאות רבית (כולל רבית שהוונה)
-	53		ביטוח נושאי משרה
-	8		החזר הוצאות אחרות

³⁷ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור במתווה החלפת הגז, כאמור בביאור 22ג7.
³⁸ כולל חלקה של החברה האם וצד קשור במתווה החלפת הגז, כאמור בביאור 22ג7.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ב. עסקאות עם צדדים קשורים ובעלי ענין (המשך):

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2012:

בעלי ענין אחרים	חברות אם	ביאור
1,081	-	13 הכנסות ממכירת גז
-	8,694	14 הוצאות בגין תמלוגי על
61	-	11 הוצאות דמי מפעיל
480	-	11 הוצאות דמי ניהול לשותף הכללי
-	177	11 עמלת ערבות לקבוצת דלק
472	1,062	12, 17 הוצאות בגין הטבת בעל שליטה כנגד קרן הון
-	3,120	הוצאות רבית (כולל רבית שהוונה)
-	52	ביטוח נושאי משרה
15	8	החזר הוצאות אחרות

ג. תנאי העסקה מנכ"ל ויו"ר דירקטוריון השותף הכללי:

1. בהתאם להסכם שנחתם בין החברה האם קבוצת דלק לבין מר גדעון תדמור יו"ר השותף הכללי, לתקופה של 24 חודשים עד ליום 1 בנובמבר 2014, מר גדעון תדמור (באמצעות חברה בבעלותו) זכאי לקבל תשלום חודשי, וכן בונוס שנתי שיקבע על פי שיקול דעתו של דירקטוריון קבוצת דלק. כמו כן נקבע שהוא יהיה זכאי לבונוס הוני בטווח של 0.3%-0.6% מסכום שווי עסקה הונית כהגדרתה באותו הסכם, בגין עסקאות הוניות שייחתמו בתקופות שהוגדרו בהסכם. בחודש נובמבר 2014 אישרה ועדת התגמול של קבוצת דלק לשלם למר תדמור שכר חודשי בסך של 100 אלפי ש"ח, הזהה לשכר המרבי המשולם בפועל לסמנכ"ל בכיר בקבוצת דלק והתואם את הקבוע בתכנית התגמול של קבוצת דלק וזאת כהסדר ביניים עד אשר יוחלט על תנאי העסקה המקובלים על הצדדים ויאושרו על פי דין. השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין חלקה בהטבת הנ"ל ששולמה על ידי החברה האם בסך של כ- 330 אלפי דולר (2013: כ- 338 אלפי דולר; 2012: כ- 398 אלפי דולר). ראה גם ביאורים 12 ו-17 לעיל.

2. ביום 14 באוגוסט 2011 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות (להלן: "השותף הכללי") את תנאי העסקתו של מר יוסי אבו כמנכ"ל השותף הכללי דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ בתוקף מיום 1 באפריל 2011 וביום 23 באוגוסט 2011 אושרו תנאי העסקתו על ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון דלק מערכות אנרגיה בע"מ (חברת האם של השותף הכללי). עיקרי תנאי העסקתו כוללים שכר חודשי בסך של 80 אלפי ש"ח אשר יוצמד למדד המחירים לצרכן מדי 3 חודשים, בונוס שנתי שיקבע על ידי דירקטוריון השותף הכללי, החזרי הוצאות ותנאים סוציאליים. כמו כן אושר להעניק למנכ"ל 1,486,620 יחידות פאנטום בשווי נכס בסיס (יחידות השתתפות של השותפות) בסך של 15 מיליון ש"ח, לפי שער הסגירה הממוצע של יחידות ההשתתפות בימי המסחר ב-30 הימים שיקדמו למועד החתימה על ההסכם. יחידות הפאנטום תבשלנה בשלוש מנות שוות בשלושה מועדי הבשלה שונים (3 שנים, 4 שנים ו-5 שנים ממועד החתימה על ההסכם). מחיר המימוש הינו 11.12 ש"ח לא צמוד למנה הראשונה בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה. הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום, לפי הערכה של מעריך חיצוני, מסתכם לסך של כ- 5.2

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ג. תנאי העסקה מנכ"ל ויו"ר דירקטוריון השותף הכללי (המשך):

2. (המשך):

מיליון ש"ח, נכון ליום הענקתן (הערכת השווי ההוגן של יחידות הפאנטום בוצעה על פי מתודולוגיית Merton בנוסחת החישוב Black and Scholes).

בנוסף אושר מתן ערבות לטובת תאגיד בנקאי שיעמיד למנכ"ל הלוואה לרכישת יחידות השתתפות של השותפות בסכום של 12 מיליון ש"ח (להלן: "ההלוואה"). תקופת ההלוואה תהיה 5 שנים ו-3 חודשים ממועד העמדתה או 90 ימים ממועד סיום העסקה (או סיום מתן השירותים), לפי המוקדם. התאגיד הבנקאי יהיה רשאי להיפרע אך ורק מתמורת מכירת יחידות ההשתתפות שירכשו על ידי מר אבו (תנאי Non recourse). יחידות ההשתתפות משמשות בטוחה לאותה הלוואה. החל מתום שנתיים מתחילת העסקתו המנכ"ל רשאי למכור את יחידות ההשתתפות שרכש. לפי הערכה של מעריך חיצוני, השווי של הערבות למועד הענקתה מסתכם לסך של כ- 5.5 מיליון ש"ח (הערכת השווי ההוגן של הערבות בוצעה על פי המודל הבינומי). השותף הכללי ישא בעלויות השכר ויתר התנאים הנלווים וחברת האם תישא בעלויות המענק השנתי, יחידות הפאנטום והעמדת הערבות.

השותפות זקפה הוצאות בדוח על הרווח הכולל כנגד קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו בגין ההטבות הנ"ל ובגין ההוצאות שנושאים השותף הכללי וחברת האם מעבר לתשלום דמי הניהול שהשותפות משלמת לשותף הכללי (ביאור 11א לעיל).

ד. בהמשך לאמור בביאור 7ג 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"), שינתנה במועד העברת הזכויות על ידי קבוצת דלק.

קבוצת דלק בשנה קודמת נאותה ליתן את הערבות, בתמורה לתשלום עמלת ערבות על-ידי השותפות, כפי שאושרה באסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות ובכפוף למספר תנאים שעיקריהם מפורטים כדלקמן:

1. רכישת כיסוי ביטוחי לשביעות רצונה של קבוצת דלק.

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

(א) במקרה בו תמכור השותפות את זכויותיה בבלוק 12, תפעל השותפות לשחרר את קבוצת דלק מהערבות, או מחלקה היחסי (במקרה של מכירה חלקית של הזכויות);

(ב) לקבוצת דלק תהא הזכות לדרוש מהשותפות, בהודעה בכתב, בכל עת ולפי שיקול דעתה, כי תגרום לשחרורה של קבוצת דלק מהערבות או לחילופין לחתום על הסכם למכירת הזכויות בבלוק 12;

(ג) השותפות תשפה את קבוצת דלק בגין נזק מכל סוג שהוא ו/או הוצאות מכל סוג שהן ו/או תשלומים בהן נשאה קבוצת דלק ללא כל הגבלה בסכום;

(ד) הואיל והתחייבויות השותפות, אבנר 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 אבנר לבין קבוצת דלק לבין נובל קפריסין ונובל אינק בכל הקשור לפעילות בבלוק 12, בהתאם לאחוזי ההחזקה בזכויות בבלוק 12;

ביאור 20 - עסקאות ויתרות עם בעלי ענין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך):

ד. (המשך):

2. (המשך):

ה) השותפות תמציא לקבוצת דלק העתק מכל החלטה ו/או הודעה של הרשויות בקפריסין בקשר עם הסכם הזיכיון ו/או הערבות וכן תפעל ליידע את דלק אנרגיה על כל אירוע העלול, למיטב ידיעתה, להביא לידי מימוש הערבות;

ה. פרטים נוספים על עסקאות עם צדדים קשורים ועם בעלי ענין:

1. ראה ביאור 11ב בקשר עם תשלום תמלוגים בין השותפות לבעלי השליטה בה.
2. ראה ביאור 37ג בקשר עם מתן זכויות שימוש במתקני פרויקט ים תטיס בין קבוצת ים תטיס מצד אחד, הכוללים בין היתר את השותפות, את אבנר ואת קבוצת דלק לבין קבוצת תמר הכוללים, בין היתר, את השותפות ואת אבנר. חלקה של השותפות בשנת 2014 בתשלום, נטו מאבנר ובתשלום לקבוצת דלק בגין זכויות השימוש מסתכם לסך של כ- 0.6 מיליון דולר (2013 : 1.4 מיליון דולר) ובסך של כ- 1.1 מיליון דולר (2013 : 2.5 מיליון דולר) בהתאמה.
3. השותפות קשורה בהסכמי מכירת גז עם חברת "דלק איי.פי.פי אשקלון בע"מ" ול"דלק סאן מיחזור בע"מ" (חברות קשורות) פרטים לגבי היקפי המכירות, ראה ביאור 20ב לעיל בדבר הכנסות ממכירת גז לבעלי עניין אחרים.
4. לעסקאות בקשר עם תשלום עמלת ערבות ראה ביאור 11ז ו- 20ב לעיל.
5. להסכמים למכירת גז טבעי וקונדנסט אשר נחתמו בין השותפות לחברות קשורות ראה ביאורים 11גא, 6א, 11גא7 לעיל.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 21 - 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 המאזן, מאחר קצר נושאי ריבית בעלי מועד פירעון ושיעור הריבית הממוצע לגביהם אינו שונה באופן מהותי קבוע משיעור הריבית המקובל בשוק לגבי פריטים דומים לתאריך המאזן.

סכומים לקבל ולשלם לזמן קצר - הערך בספרים מהווה קירוב לשוויים ההוגן. נכסים והתחייבויות שלא נקבע להן - השווי ההוגן נקבע על פי הסכום לתשלום לפי דרישה בתאריך מועד 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.

חוזים עתידיים, חוזי החלפת ריבית - השווי ההוגן מתבסס על מחיר השוק. בהעדר מחיר שוק וחוזי אקדמה (פורוורד) מתבסס השווי ההוגן על מודלים כלכליים.

ב. קבוצות מכשירים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר		
2013	2014	
		נכסים פיננסיים:
107,480	196,331	מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות בבנקים
27,486	28,391	לקוחות
3,179	113,685	השקעות לזמן קצר
36,039	16,286	סכומים לקבל
6,255	16,914	חייבים ויתרות חובה
180,439	371,607	סך הכל נכסים פיננסיים
		התחייבויות פיננסיות:
60,922	50,401	זכאים ויתרות זכות
698,825	-	התחייבויות לתאגידים בנקאיים (לזמן קצר ולזמן ארוך)
-	988,404	אגרות חוב (ביאור 9ב)
1,633	-	נגזרים פיננסיים
761,380	1,038,805	סך הכל התחייבויות פיננסיות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ג. היררכיית השווי ההוגן:

להלן נתונים בדבר היררכיית השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים הנמדדים בשווי הוגן שהוכרו בדוח על המצב הכספי:

31.12.2014			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
58,480	-	-	58,480
25,106	-	-	25,106
83,586	-	-	83,586

נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך

רווח או הפסד:

- אגרות חוב

- תעודת סל

31.12.2013			
סך-הכל	רמה 3	רמה 2	רמה 1
954	-	954	-
2,225	-	2,225	-
3,179	-	3,179	-

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך

רווח או הפסד:

- נגזר פיננסי עסקת החלף ריבית

- נגזרים פיננסיים, נטו בקשר עם מימון פרויקט תמר

ד. 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 9 לעיל אשר שווין ההוגן ליום 31 בדצמבר 2014 הינו כ- 1,002 מיליון דולר. ערכן בספרים כ- 988 מיליון דולר.

ה. מדיניות ניהול סיכונים:

פעילויות השותפות חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק (לרבות סיכון מטבע, סיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית וסיכון מחיר), סיכון אשראי, סיכון נזילות וסיכון תזרים מזומנים בגין שיעור ריבית. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של השותפות מתמקדת בפעולות לצמצום למינימום השפעות שליליות אפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות. השותפות משתמשת לעיתים במכשירים פיננסיים נגזרים לגדר חשיפות מסוימות לסיכונים.

ו. סיכוני שוק:

סיכוני שוק נובעים מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים במחירי שוק. סיכוני שוק כוללים שלושה סוגי סיכונים: סיכון מטבע, סיכון מחיר אחר וסיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית כדלקמן:

1. סיכון מטבע:

לשותפות יתרות בשקלים בסכומים לא מהותיים.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ו. סיכוני שוק (המשך):

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.
(א) לשותפות השקעות לזמן קצר הנושאות ריבית משתנה.
להלן יתרות מכשירים פיננסיים הנושאים ריבית לפי ערכם בספרים:

ליום 31 בדצמבר		
2013	2014	
		מכשירים פיננסיים בריבית משתנה:
		נכסים:
-	25,096	קרן כספית
107,480	103,257	פקדונות בבנקים (כולל מזומנים ושווי מזומנים)
5,061	16,687	חייבים (מפעיל עסקאות משותפות)
112,541	145,040	
		התחייבויות:
(698,825)	-	התחייבויות לתאגידים בנקאיים
(698,825)	-	סך הכל
(586,284)	145,040	עודף נכסים (התחייבויות)

להלן השפעת השינוי במקרה של שינוי בריבית הליבור בשיעור 0.5%, כאשר יתר המשתנים נשארים קבועים:

השפעה על הרווח או הפסד		
קיטון בשיעור הריבית	גידול בשיעור הריבית	
0.5%	0.5%	
(725)	725	2014
2,910	(2,910)	2013

(ב) לשותפות היו בשנת 2013 נגזרים פיננסיים בקשר עם עסקאות הגנה על שיעור הליבור ועסקאות החלף (IRS) בגין שיעור הליבור אשר נפרעו במהלך שנת הדוח כאמור בביאור 9 לעיל.

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2014 (באלפי דולר)

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ו. סיכוני שוק (המשך):

3. סיכון מחיר:

השותפות משקיעה חלק מעודפי המזומנים שלה באגרות חוב דולריות סחירות ובתעודת סל המשקיעה באגרות חוב קונצרניות בעלות דירוג השקעה ובכך חושפת עצמה לתנודתיות במחיר אשר מובנה בשוק זה. החלטות השקעה מתקבלות על ידי הנהלת השותף הכללי בשותפות בהתבסס על יועצים מקצועיים והנחיות ועדת ההשקעות של דירקטוריון השותף הכללי בשותפות.

שווין ההוגן של אגרות החוב ותעודת הסל לתאריך הדוח עמד על כ- 58,480 אלפי דולר וכ- 25,106 אלפי דולר, בהתאמה.

להלן מבחני רגישות בגין שינוי במחיר כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

רווח (הפסד) מהשינוי במחיר			
גידול בשיעור		קיטון בשיעור	
ריבית השוק		ריבית השוק	
2%	1%	1%	2%
(5,464)	(2,732)	2,732	5,464

השפעת השינויים על היתרות של ההשקעות לזמן קצר

2014

ז. סיכוני אשראי:

סיכון אשראי הוא הסיכון שצד אחד למכשירים פיננסיים יגרום להפסד פיננסי אצל הצד האחר על ידי אי עמידה בהתחייבויות. סיכון אשראי נובע בעיקר מלקוחות ומפקדונות בבנקים.

1. הלקוח העיקרי של השותפות הינו חברת החשמל לישראל בע"מ אשר היוותה כ- 55% מהמכירות בשנת 2014 (כ- 66% מהמכירות בשנת 2013). יתרות הלקוחות ליום 31 בדצמבר 2014 הינה ברובה יתרה שוטפת.

השותפות מעריכה שסיכון האשראי מול חברת החשמל נמוך למרות חשיפתה ללקוח עיקרי.

2. מחזור וגיוול יתרת לקוחות שערכם לא נפגם:

יתרת הלקוחות ליום 31 בדצמבר				הכנסות לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014	
בפיגור מעל 60 ימים	בפיגור מעל 30 ימים	יתרה שוטפת	סה"כ		
-	-	11,914	11,914	133,949	חברת החשמל
2,755	195	13,527	16,477	96,140	לקוחות אחרים
2,755	195	25,441	28,391	230,089	סך-הכל

היתרה אשר נמצאת בפיגור הינה בגין הסכומים אשר במחלוקת עקב הפרשי תעריף ייצור חשמל כאמור בביאור 8א2ג11 לעיל.

ביאור 21 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ז. סיכויי אשראי (המשך):

3. לשותפות מזומנים ושווי מזומנים ופקדונות המוחזקים בתאגידים בנקאיים גדולים בישראל. בהתאם, השותפות אינה צופה הפסדים מסיכון אשראי בגין יתרות אלה.
4. השקעות לזמן קצר באגרות חוב קונצרניות:
- השותפות שומרת על חשיפה נמוכה לסיכון אשראי בקשר עם השקעותיה באגרות חוב קונצרניות, על ידי השקעה באגרות חוב בדירוג BBB- (לפי S&P) ומעלה בלבד.
5. היתרה בדוח על המצב הכספי של הנכסים הפיננסיים כמוצג בפסקה ב לעיל מייצגת את החשיפה המקסימלית לסיכון אשראי לתאריך המאזן.

ח. סיכון נזילות:

סיכויי נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות.

הנהלת השותפות בוחנת תחזית תזרימי המזומנים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפקדונות.

מדיניות השותפות הינה להבטיח כי המזומנים, הפקדונות המוחזקים וההשקעות לזמן קצר יספיקו תמיד לכיסוי ההתחייבויות במועד פרעון. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים שאין אפשרות לצפותם.

להלן מועדי הפרעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות לאחר תאריך המאזן (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק השונים מערכם בספרים), בהתבסס, היכן שרלבנטי, על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריך המאזן:

2014	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	סך-הכל
זכאים ויתרות זכות	50,401	-	-	-	-	50,401
אגרות חוב ³⁹	-	43,142	280,678	267,394	714,470	1,305,684
סך-הכל	50,401	43,142	280,678	267,394	714,470	1,356,085

2013	עד 3 חודשים	מעל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	מעל 5 שנים	סך-הכל
זכאים ויתרות זכות	54,547	6,375	-	-	-	60,922
התחייבויות לתאגידים בנקאיים	29,391	397,907	247,030	92,636	-	766,964
סך-הכל	83,938	404,282	247,030	92,636	-	827,886

³⁹ קרן וריבית לא מהווות וללא ניכוי הוצאות הנפקה, ראה ביאור 9 בדבר שיעורי הריבית.

ביאור 22 - אירועים לאחר תאריך המאזן:

- א. לפרטים בדבר הארכת תוקף רשיונות בנכסי הנפט והגז ראה ביאור 10ג7 לעיל.
- ב. לפרטים בדבר עתירה לבית משפט גבוה לצדק בקשר עם רישיונות קרן ואביה, ראה ביאור 10ג7ז לעיל.
- ג. לפרטים בדבר ביטול הסכם מותנה עם PPGC, ראה ביאור 11ג3א לעיל.
- ד. לפרטים בדבר הסכם לאספקת גז טבעי ל-Dolphinus Holdings Limited, ראה ביאור 11ג2ד(3) לעיל.
- ה. לפרטים בדבר רשות ההגבלים העסקיים, ראה ביאור 11ט2א לעיל.
- ו. לפרטים בדבר העמדת ערבות לרישיון אלון D, ראה ביאור 11ט6 לעיל.
- ז. לפרטים בדבר תיקון פקודת השותפויות, ראה ביאור 11ט8 לעיל.
- ח. לפרטים בדבר תביעת השבה בקשר עם תמלוגים, ראה ביאור 14ב4 לעיל.



2014



Delek Drilling

פרטים נוספים
על השותפות

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ד'

פרטים נוספים על השותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014

שם התאגיד: דלק קידוחים - שותפות מוגבלת **מספר תאגיד ברשם:** 550013098

כתובת: שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח, 46725

טלפון: 09-9712424 **פקסימיליה:** 09-9712425

תאריך המאזן: 31 בדצמבר, 2014 **תאריך הדוח:** 18 במרץ, 2015

תקנה 9ד: דוח מצבת התחייבויות לפי מועדי פירעון

במקביל לפרסום דוח תקופתי זה, מפרסמת השותפות דוח מיידי בדבר מצבת ההתחייבויות של השותפות, לפי מועדי הפירעון, המהווה חלק בלתי נפרד מהדוח התקופתי.

תקנה 10א: תמצית דוחות על הרווח (והפסד) הכולל של השותפות לכל אחד מהרבעונים בשנת 2014 ולשנת 2014 בכללותה

ראו סעיף 2ב לחלק הראשון בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון).

תקנה 11: רשימת ההשקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה¹

שם החברה			סוג המניה	מס' מניות מוחזקות	סה"כ ע.נ.	ערך המניות בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2014	שיעור ההחזקה (%) בהון, בהצבעה ובסמכות למינוי דירקטורים	יתרת הלוואות לחברות בנות ולחברות כלולות נכון ליום 31.12.2014 (אלפי דולר)	עיקר תנאי הלוואות		
									מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
ים תטיס בע"מ			מניות רגילות	25,500	25,500	-	25.5	-	-	-	-
דלק קידוחים (מימון לויתן) בע"מ ²			מניות רגילות	100	100	-	100	-	-	-	-
דלק אבנר (תמר בונד) בע"מ ³			מניות רגילות	100	100	-	50	50,000	דצמבר 2025	דולר	- ⁴

¹ לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות של השותפות ראו סעיף 1.1.4 לפרק א' לדוח זה.

² חברה ייעודיות (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים.

³ חברה ייעודיות (SPC) שהוקמה לצורך גיוס כספים.

⁴ ההלוואה ניתנה במסגרת הנפקת אגרות החוב. כספי ההלוואה הופקדו בבנק ומשמשים ככרית ביטחון להחזר קרן אגרות החוב שהונפקו, ונושאים ריבית בגובה הריבית המתקבלת בחברה בגין פיקדונות אלו. לפרטים נוספים, ראו ביאור 9 לדוחות הכספיים של השותפות והחלק החמישי לדוח הדירקטוריון.

תקנה 12:**שינויים בהשקעות בחברות-בת ובחברות כלולות בתקופת הדוח**

דלק קידוחים (מימון תמר) בע"מ ודלק קידוחים (גישור תמר) בע"מ, חברות ייעודיות שהוקמו לצורך גיוס מימון, אשר היו בבעלות מלאה של השותפות חוסלו ביום 29.12.2014 וביום 28.10.2014 בהתאמה, במסגרת הליך של פירוק מרצון.

תקנה 13:**הכנסות של חברות בת וחברות כלולות של השותפות והכנסות מהן**

נכון ליום 31.12.2014, החברות הבנות והכלולות של השותפות (להלן בסעיף זה: "החברות") לא חילקו דיבידנדים, וכן לא שילמו דמי ניהול או ריבית לשותפות. בנוסף, מכיוון שכל החברות הינן חברות ייעודיות (SPCs), אשר הוקמו למטרה ייעודית מסוימת, לא היו להן רווחים או הפסדים בשנת 2014.

תקנה 20:**מסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "הבורסה")**

במהלך שנת 2014 לא נרשמו למסחר ניירות ערך של השותפות. להלן פירוט הפסקות מסחר בניירות ערך של השותפות במהלך שנת 2014:

<u>סוג נייר הערך</u>	<u>מס' ני"ע</u>	<u>מועד הפסקת המסחר</u>	<u>סוג הפסקת המסחר</u>	<u>סיבת הפסקת המסחר</u>
יחידות השתתפות	475020	5.1.2014	קצובה	הודעת השותפות
יחידות השתתפות		3.9.2014	קצובה ארוכה	הודעת השותפות
יחידות השתתפות		3.9.2014	קצובה	הודעת השותפות
יחידות השתתפות		23.12.2014	קצובה ארוכה	הודעת השותפות
יחידות השתתפות		23.12.2014	קצובה	הודעת השותפות

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה

(א) להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו בשנת הדוח, כפי שהוכרו בדוחות הכספיים לשנת 2014, לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותף הכללי ו/או בשותפות וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות בשנת 2014 (באלפי דולר ארה"ב)⁵:

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי													
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	תגמולים אחרים		
											ריבית	דמי שכירות	אחר
גדעון תדמור	יו"ר דירקטוריון השותף הכללי	40%	0.03%	-	157	-	163	-	-	10	-	-	-
יוסי אבו	מנכ"ל השותף הכללי	50%	0.19%	160	112	94	-	-	-	11	-	-	-
יוסי גבורה	משנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות	45%	-	137	55	(8) 6	-	-	-	10	-	-	-
עירית שדר טוביאס	סמנכ"ל, יועצת משפטית ראשית ומזכיר השותפות	50%	-	117	26	5	-	-	-	10	-	-	-
יהודה סבן	סמנכ"ל כלכלה ורגולציה בשותפות	50%	-	117	28	(5) 7	-	-	-	7	-	-	-

⁵ ה"ה גדעון תדמור ויוסי אבו מועסקים על-ידי השותף הכללי ו/או בעל השליטה בשותף הכללי, ונותנים, בין היתר, שירותים הן לשותפות והן לאבנר חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (להלן: "אבנר") בהיקפי משרה שונים. הואיל ועלות העסקתם (להלן: "העלויות") של נושאי המשרה האמורים, גבוהים מדמי הניהול המשולמים לשותף הכללי (בהתאם להסכם השותפות כאמור בתקנה 21(ב)(6) להלן), נכללו בדוחות הכספיים של השותפות סך העלויות העולות על דמי ניהול כאמור במסגרת רישום קרן הון בגין הטבה שניתנה לשותפות על-ידי השותף הכללי ו/או בעל השליטה בשותף הכללי כנגד הוצאות הנהלה וכלליות, אשר הסתכמו בשנת הדוח לסך של כ- 1,085 אלפי דולר ארה"ב.

לפרטים נוספים אודות תנאי ההעסקה של נושאי המשרה ובעלי עניין המצוינים בטבלה ראו פירוט מתחת לטבלאות.

⁶ הסכומים הרשומים כהכנסה לשותפות מתשלום מבוסס מניות נובעים בשל שערך התחייבות השותפות לנושא המשרה של אופציות שטרם מומשו ובשל מימוש המנה הראשונה של האופציות.

⁷ הסכומים הרשומים כהכנסה לשותפות מתשלום מבוסס מניות נובעים בשל שערך התחייבות השותפות לנושא המשרה של אופציות שטרם מומשו ובשל מימוש המנה הראשונה של האופציות.

בעלי עניין בשותף הכללי ו/או בשותפות														
סה"כ		תגמולים אחרים		תגמולים עבור שירותים							פרטי מקבל התגמולים			
	אחר	דמי שכירות	ריבית	אחר	עמלה	דמי ייעוץ	דמי ניהול	תשלום מבוסס מניות	מענק	שכר	שיעור החזקה ביחידות השתתפות	היקף משרה	תפקיד	שם
490	-	-	-	-	-	10	480	-	-	-	12.04%		השותף הכללי	דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ
127	-	-	-	-	-	20	-	-	-	107	-		המפקח	רו"ח מיכה בלומנטל ביחד עם פאהן קנה ושות', רואי חשבון
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-		נאמן והשותף המוגבל	דלק נאמנויות קידוחים בע"מ

(1) גדעון תדמור

מר גדעון תדמור (להלן: "מר תדמור") מכהן כנושא משרה בקבוצת דלק בע"מ (להלן: "קבוצת דלק"), האחראי מטעמה על תחום חיפושי הנפט והגז, ובמסגרת זו, מכהן כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי וכמנכ"ל אבנר נפט וגז בע"מ, השותף הכללי באבנר (להלן: "אבנר נפט וגז") וכן אחראי על תחום ההולכה והיצוא של הגז הטבעי. להערכת השותפות, כ-40% מזמנו העסקי של מר תדמור מופנה לענייני השותפות.

בימים 31.10.2012 ו-1.11.2012 אישרו ועדת הביקורת והדירקטוריון של קבוצת דלק, התקשרות בהסכם למתן שירותים, עם מר תדמור, באמצעות חברה בבעלותו המלאה (להלן: "חברת תדמור"), אשר החליף את תנאי ההעסקה הקיימים של מר תדמור באותו מועד בקבוצת דלק. תקופת ההסכם נקבעה לשנתיים וההסכם פקע ביום 31.10.2014 (להלן: "ההסכם"). תנאי העסקתו של מר תדמור על פי ההסכם ועד ליום 31.10.2014 היו כדלקמן:

חברת תדמור העניקה שירותים לקבוצת דלק בהיקף שלא פחת מהיקף של משרה מלאה. בגין השירותים שולמה לחברת תדמור תמורה חודשית בסך של 135,150 ש"ח⁸ לחודש, צמודה למדד המחירים לצרכן אשר כללה גם רכב, כמקובל לנושא משרה בכירה בקבוצת דלק, לרבות נשיאה בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב ובהחזקתו. כן, היה זכאי מר תדמור לתנאים הנלווים הבאים (להלן בסעיף זה: "התנאים הנלווים להסכם"): קו טלפון ומכשיר טלפון נייד, שני עיתונים יומיים, בדיקות סקר רפואי כנהוג בקבוצת דלק לגבי מנהלים בכירים, והחזר הוצאות ואש"ל. כן, כללה קבוצת דלק את מר תדמור בהסדרי הביטוח והשיפוי הנוהגים מעת לעת בקבוצת דלק ביחס לנושאי משרה. כמו כן, דירקטוריון קבוצת דלק קבע על-פי שיקול דעתו הבלעדי, את זכאותה של חברת תדמור לבונוס שנתי בגין שירותיה בשנה שקדמה למתן הבונוס השנתי, ואת גובהו. בהתאם לכך, ביום 3.12.2014, לאחר קבלת אישור ועדת התגמול ודירקטוריון קבוצת דלק מיום 16.9.2014, אישרה האסיפה הכללית של קבוצת דלק מענק למר תדמור בגין שנת 2013 בסכום של 1,400 אלפי ש"ח. לפרטים נוספים אודות ההסכם עם מר תדמור שפקע ביום 31.10.2014 ראו סעיף (ב)(1) לתקנה 22 בחלק ד' לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2013 (מס' אסמכתא: 2014-01-017367), אשר המידע המופיע בו מוכלל בזאת על דרך ההפנייה. ביום 6.11.2014 אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון קבוצת דלק לשלם לחברת תדמור שכר חודשי הזהה לשכר המרבי המשולם בפועל לסמנכ"ל בכיר בקבוצת דלק והתואם את הקבוע במדיניות התגמול של קבוצת דלק, וזאת כהסדר ביניים עד אשר יוחלט על תנאי העסקה המקובלים על הצדדים שיאושרו על פי דין (להלן: "הסכם הביניים"). בהתאם להסכם הביניים, החל מחודש נובמבר 2014 חברת תדמור זכאית לתמורה חודשית בסך של 100,000 ש"ח. כמו כן, מר תדמור זכאי לכל התנאים הנלווים להסכם (כהגדרתם לעיל). לכשיגובש הסכם חדש עם מר תדמור, יובא ההסכם לאישור האורגנים המוסמכים בקבוצת דלק רטרואקטיבית ממועד פקיעת ההסכם.

החל מיום 1.4.2011, מר יוסי אבו (להלן: "מר אבו") מכהן כמנכ"ל השותף הכללי בהיקף של משרה מלאה. בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), שכרו החודשי של מר אבו עומד על סך של כ- 80,000 ש"ח ברוטו⁹ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). מר אבו רשאי, על-פי שיקול דעתו, להסב את הסכם ההעסקה לחברה בבעלותו ובשליטתו המלאה. במסגרת כהונתו, מר אבו זכאי לימי מחלה, חופשה שנתית, דמי הבראה, הפרשות לקרן השתלמות וכן להפרשות בהתאם לתכנית הפנסיונית שבמסגרת הסכם ההעסקה. בנוסף, השותף הכללי מעמיד למר אבו רכב ברמה המקובלת למנהלים בקבוצת דלק ונושא בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותף הכללי. השותף הכללי נושא בעלויות החזקת קו טלפון ביתי ומכשיר טלפון סלולארי ובכל עלויות השימוש הסביר בגינם, ומנוי לעיתון יומי לפי בחירתו של מר אבו. כמו כן, מר אבו זכאי לתשלום החזר הוצאות מהשותף הכללי על-פי המדיניות הכללית. בעת שהייה בחו"ל מטעם השותף הכללי, מר אבו זכאי לתשלום החזר הוצאות אש"ל בהתאם לנוהלי השותף הכללי כפי שיהיו מעת לעת. מר אבו זכאי, מדי שנה, למענק שנתי בסכום שייקבע על-ידי דירקטוריון השותף הכללי בהתאם לשיקול דעתו הבלעדי. בגין שנת 2013 שולם למר אבו, במהלך שנת 2014, מענק שנתי בסך של 800 אלפי ש"ח. ההסכם הינו בתוקף למשך 5 שנים והצדדים רשאים בכל עת להביא את ההסכם לכלל סיום בהודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, מכיל ההסכם הוראות בדבר שמירה על סודיות ותנית אי תחרות לתקופה בת שנה לאחר סיום הסכם ההעסקה. בנוסף לאמור, דלק אנרגיה העניקה למר אבו 1,486,620 יחידות פאנטום (להלן: "יחידות הפאנטום"), אשר תבשלנה בשלוש מנות (להלן: "החבילה הכוללת"). כל אחת מן המנות הכלולות בחבילה הכוללת תהיה ניתנת למימוש במהלך תקופת המימוש, באופן עצמאי ו/או ביחד עם מנות נוספות שהבשילו קודם לכן, בכפוף להתאמות. בכפוף לאמור בהסכם ההעסקה, הזכאות של מר אבו בהתייחס לכל מנה מבין שלוש המנות תקום רק לאחר שהושלמה שנת עבודה מלאה לגבי אותה מנה או במקרה של המנה הראשונה שלוש שנים מלאות. מחיר המימוש של יחידות הפאנטום הינו 11.12 ש"ח (לא צמוד) למנה הראשונה בתוספת 5% לכל מנה החל מהמנה השנייה. בנוסף, במסגרת הסכם ההעסקה אושר מתן ערבות לרכישת יחידות השתתפות של השותפות בסכום של 12 מיליון ש"ח אשר הועמדה לטובת תאגיד בנקאי להבטחת פירעון הלוואה שנלקחה על-ידי מר אבו בתנאי Non recourse. על-פי הערכת שווי שקיבל השותף הכללי, הערך הכלכלי של יחידות הפאנטום ושל הערבות ליום 31.12.2014 הסתכם לסך של כ- 5,658 אלפי ש"ח ולסך של כ- 1,797 אלפי ש"ח, בהתאמה וחושב על-פי מודל בלק-שולס בהתבסס על ההנחות הבאות:

(1) מחיר יחידת השתתפות ליום 31.12.2014 - 1,431 ש"ח; (2) מחיר מימוש של כל אופציה חושב לפי 10.49 ש"ח למנה הראשונה, 11.05 ש"ח למנה השנייה ו- 11.63 ש"ח למנה השלישית; (3) סטיית תקן בשיעור של 23.9%-23.87%; (4) שיעור ריבית חסרת סיכון של 0.46-0.52; (5) אורך חיים חוזי של 1.7-1.95 שנים. השותף הכללי נושא בעלויות שכרו החודשי של מר אבו ויתר התנאים הנלווים להעסקתו של מר אבו, למעט המענק השנתי, יחידות הפאנטום והעמדת הערבות בהם נושאת דלק אנרגיה.

מר יוסי גבורה (להלן: "מר גבורה") מכהן כמשנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפות ובאבנר (השותפות ואבנר ייקראו להלן יחד: "השותפות") ובשותפים הכלליים בשותפויות בהיקף של משרה מלאה החל מיום 19.7.2012 (עד לתאריך האמור שימש כסמנכ"ל כספים בדלק אנרגיה ובשותפות). החל מחודש ינואר 2013 נושאות השותפות (45%), אבנר (45%), השותף הכללי (5%) והשותף הכללי באבנר (5%) בעלות העסקתו (להלן בסעיף זה: "המעסיק") (עד חודש דצמבר 2012 נשאה דלק אנרגיה במלוא עלות העסקתו של מר גבורה).

שכרו החודשי של מר גבורה עומד על סך של כ- 66,753 ש"ח ברוטו¹⁰ (השכר מתעדכן מידי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), מר גבורה זכאי לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, הפרשות מלאות לתכנית פנסיונית, חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. בנוסף, המעסיק מעמיד לרשותו של מר גבורה רכב כמקובל במעמדו בשותפויות ונושא בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי המעסיק. כן זכאי מר גבורה לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתו בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה, החזקת טלפון סלולארי וטלפון קווי, החזר הוצאות לצורך מילוי תפקידו, והחזר הוצאות אש"ל בהתאם לנוהלי המעסיק כפי שיהיו מעת לעת. מר גבורה יהיה זכאי מידי שנה למענק שנתי, בגין השנה הקלנדרית הקודמת, בסכום אשר לא יעלה על עלות שכרו השנתית בשנה בגינה ניתן המענק. בשנת 2014 קיבל מר גבורה מענק שנתי בסך של 440 אלפי ש"ח בגין שנת 2013. כמו כן, מכיל הסכם העסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. תחילת ההתקשרות על-פי הסכם ההעסקה של מר גבורה החלה בחודש ינואר 2013 לתקופה של שלוש שנים, ונקבעה הודעה מוקדמת הדדית של 3 חודשים בכתב ומראש לסיום התקשרות הצדדים.

בנוסף לאמור, ביום 12.11.2012 החליט דירקטוריון השותף הכללי על הקצאת 194,402 אופציות פאנטום של השותפות למר גבורה מכוח תוכנית תגמול לנושאי משרה בכירה ולעובדים בשותפות ו/או בשותף הכללי, אשר בעלותן נושאת השותפות והשותף הכללי (לפרטים נוספים ראו סעיף 7.19.4 לפרק א' לדוח זה). יצוין כי, למר גבורה הוענקו בנוסף 1,098,865 אופציות פאנטום של אבנר, אשר בעלותן נושאת אבנר והשותף הכללי באבנר. השווי הכולל של אופציות הפאנטום של השותפות ושל אבנר שהוענקו למר גבורה, ליום 31.12.2014, הינו כ- 406.4 אלפי ש"ח. בחודש פברואר 2014 מימש מר גבורה את המנה הראשונה של אופציות הפאנטום, הן של השותפות והן של אבנר.

(4) עירית שדר טוביאס

החל מיום 2.1.2012, הגב' עירית שדר טוביאס (להלן: "גב' שדר טוביאס") מכהנת בשותפויות כיועצת משפטית ראשית ומזכירת השותפויות בדרגת סמנכ"ל במשרה מלאה. שכרה החודשי של גב' שדר טוביאס הינו בסך של 46,658 ש"ח ברוטו¹¹ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתה (להלן בסעיף זה: "הסכם ההעסקה"), גב' שדר טוביאס זכאית לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפויות מעמידות לרשותה של גב' שדר טוביאס רכב כמקובל במעמדה בשותפויות ונושאות בכל ההוצאות הכרוכות

נכון ליום 31.12.2014

נכון ליום 31.12.2014

בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפויות. כן זכאית גב' שדר טוביאס לתנאים נלווים נוספים, כגון הכללתה בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה, החזקת טלפון סלולארי, מנוי לעיתון יומי והחזר הוצאות לצורך מילוי תפקידה. בהסכם ההעסקה נקבעה הודעה מוקדמת הדדית של 3 חודשים בכתב ומראש לסיום התקשרות הצדדים. כמו כן, מכיל הסכם העסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 3 חודשים. השותפויות נושאות בעלות העסקתה של גב' שדר טוביאס בחלקים שווים ביניהן (50%-50%). בשנת 2014 קיבלה גב' שדר טוביאס מהשותפויות מענק שנתי בסך של 185 אלפי ש"ח בגין שנת 2013. בנוסף לאמור, הועמדה לגב' שדר טוביאס ערבות מהשותף הכללי להבטחת הלואות Non recourse שלקחה מתאגיד בנקאי בסכום של 1,550 אלפי ש"ח, למטרת רכישת ניירות ערך של השותפויות. ביום 3.4.2014 ההלוואה כאמור נפרעה על ידי גב' שדר טוביאס.

(5) יהודה סבן¹²

החל מיום 25.12.2011, מועסק מר יהודה סבן (להלן: "**מר סבן**") בשותפויות כסמנכ"ל כלכלה ורגולציה, במשרה מלאה (מיום 2.1.2012 מכהן בנושא משרה בכירה בשותפות). שכרו החודשי של מר סבן הינו בסך של 51,348 ש"ח ברוטו¹³ (השכר מתעדכן מדי 3 חודשים בהתאם למדד המחירים לצרכן). בהתאם לתנאי העסקתו (להלן בסעיף זה: "**הסכם העסקה**"), מר סבן זכאי לתנאים סוציאליים מקובלים, קרן השתלמות, ימי חופשה שנתית, ימי מחלה ודמי הבראה. השותפויות מעמידות לרשותו של מר סבן רכב ברמה המקובלת למעמדו ונושאות בכל ההוצאות הכרוכות בשימוש ברכב. שווי השימוש ברכב מגולם ומשולם על-ידי השותפויות. כן זכאי מר סבן לתנאים נלווים נוספים כגון, הכללתו בהסדרי ביטוח ושיפוי נושאי משרה והחזקת טלפון סלולארי. הצדדים רשאים להביא בכל עת את הסכם העסקה לכלל סיום באמצעות מתן הודעה מוקדמת בכתב ומראש בת 3 חודשים. כמו כן, מכיל הסכם העסקה הוראות בדבר שמירה על סודיות ותניית אי תחרות לתקופה בת 6 חודשים. השותפויות נושאות בעלות העסקתו של מר סבן בחלקים שווים ביניהן (50%-50%). בשנת 2014 קיבל מר סבן מהשותפויות מענק שנתי בסך של 200 אלפי ש"ח בגין שנת 2013.

בנוסף לאמור, ביום 12.11.2012 החליט דירקטוריון השותף הכללי על הקצאת 107,143 אופציות פאנטום של השותפות למר סבן מכוח תוכנית תגמול לנושאי משרה בכירה ולעובדים בשותפות ו/או בשותף הכללי, אשר בעלותן נושאת השותפות (לפרטים ראו סעיף 7.19.4 לפרק א' לדוח זה). יצוין כי למר סבן הוענקו בנוסף 605,631 אופציות פאנטום של אבנר, אשר בעלותן נושאת אבנר. השווי הכולל של אופציות הפאנטום של השותפות ושל אבנר שהוענקו למר סבן, ליום 31.12.2014, הינו כ- 224 אלפי ש"ח. בחודש פברואר 2014 מימש מר סבן את המנה הראשונה של אופציות הפאנטום, הן של השותפות והן של אבנר.

(6) השותף הכללי

השותף הכללי זכאי על-פי הסכם השותפות לדמי ניהול שוטפים בסכום בשקלים השווה ל-40,000 דולר ארה"ב לחודש¹⁴, ולהחזר כל ההוצאות הישירות הכרוכות בניהול השותפות ואשר יוצאו על-ידי השותף הכללי. מלבד אם יתקבל אישור המפקח להוצאות מסוגים

¹² ביום 18.3.2015 הודיעה השותפות על סיום כהונתו של מר סבן, בתוקף מיום 15.5.2015.

¹³ נכון ליום 31.12.2014.

¹⁴ יצוין, כי דמי הניהול משולמים עבור ניהול השותפות ובכלל זה בגין שירותי הדירקטורים של השותף הכללי, מנכ"ל השותף הכללי, שירותי חשבות, שירותי מזכירות חברה ודמי שכירות של משרדי השותפות.

נוספים, תכלולנה ההוצאות האמורות רק את ההוצאות הבאות :

שכר רואי חשבון, יעוץ משפטי, יעוץ גיאולוגי, יועץ השקעות, יעוץ גיאופיזי והנדסת מאגרים, יעוץ הנדסי, יעוץ כלכלי (פיננסי), יעוץ ביטוחי, יעוץ אסטרטגי ותקשורתי, יעוץ לקשרי משקיעים, יעוץ רגולטורי, יעוץ שיווקי וכן החזר הוצאות בקשר עם פעילות שיווק ומימון והוצאות בגין הכנת דוחות כספיים לעסקאות המשותפות, הוצאות הכנת דוחות כספיים ודוחות על-פי חוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968 והוצאות הכנת אישורים לצורך מס, תשלומים שיש לשלם לרשות ניירות ערך, לבורסה, לרשם החברות ולרשם השותפויות. על אף האמור לעיל, רשאית השותפות להעסיק במישרין עובדים ו/או נושאי משרה אשר יתנו לשותפות שירותים מסוג השירותים אשר בגינם זכאי השותף הכללי להחזר הוצאות כאמור לעיל ובמקרה כאמור תישא השותפות במלוא עלות שכרם והשותף הכללי לא יהא זכאי להחזר הוצאות בגין שירותים אלו.

(7) המפקח

המפקח זכאי לקבל מאת הנאמן, מתוך נכסי הנאמנות שכר בסך 29,651¹⁵ ש"ח לחודש (בתוספת מע"מ). השכר החודשי יעודכן מדי שלושה חודשים בהתאם לשינויים במדד המחירים לצרכן (להלן: "**המדד**") לעומת המדד שפורסם ביום 15.10.2010.

למרות האמור לעיל, במקרה של פרסום תשקיף (לרבות תשקיף מדף) יהיה המפקח זכאי לשכר נוסף עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בפרסום התשקיף בסכום בשקלים השווה ל-20,000 דולר ארה"ב (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 את השכר בגין כל העבודות שידרשו מהמפקח לאחר פרסום תשקיף מדף, בקשר עם תשקיף מדף בגינו קיבל המפקח את השכר הנוסף, ככל שאלו ידרשו, ובכללן דוחות מדף שיפורסמו על-פי תשקיף מדף ו/או כל הנפקה שתבוצע על-פי תשקיף מדף ו/או כל גיוס שיבוצע על-פי תשקיף מדף. לאחר שישולם למפקח השכר הנוסף, לא יהיה זכאי המפקח לכל תשלום נוסף בעבור עבודתו בקשר עם פרסום תשקיף כאמור בגינו שולם למפקח השכר הנוסף וכן בקשר עם עבודתו לאחר תשקיף מדף כאמור.

כמו כן, יהיה זכאי המפקח לתשלום בסכום השווה בשקלים ל-20,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ), ללא תלות בשעות עבודה בפועל בגין עבודתו, ככל שזו תידרש, בקשר עם מימון כנגד שעבוד של נכס נפט של השותפות.

בנוסף, יהיה המפקח זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות את כל ההוצאות שהוציא כדין למטרות תפקידו על-פי הסכם הנאמנות והסכם השותפות כולל שכר ליועצים חיצוניים ובלבד שקיבל על כך אישור באסיפה כללית של בעלי היחידות או שההוצאות הינן במסגרת סכום ומסוגים שאושרו לכך על-ידי אסיפה כללית כאמור.

(8) הנאמן

הנאמן יהיה זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות שכר השווה ל-1,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לכל שנה שבה הוא משמש כנאמן על-פי הסכם הנאמנות (או חלק יחסי מסכום זה בגין חלק משנה). סכום זה ישולם לנאמן ביום האחרון של השנה שבגינה הוא משולם. כמו כן יהא הנאמן זכאי לקבל תשלומי הוצאות שהותרו במפורש בהסכם הנאמנות או שאושרו מראש ובכתב על-ידי המפקח.

תקנה 21א: בעל השליטה בשותפות

בעל השליטה בשותפות הינו מר יצחק שרון (תשובה).

תקנה 22:

עסקאות של השותפות עם השותף הכללי או עסקאות של בעל השליטה בשותף הכללי עניין אישי בהן

להלן פרטים, לפי מיטב ידיעת השותפות, בדבר כל עסקה עם השותף הכללי או בעל השליטה בשותף הכללי או 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 פרסום הדוח או שהיא עדיין בתוקף במועד הדוח, למעט עסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 7 לחלק השלישי בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון):

(א) על-פי הסכם משנת 1993, דלק אנרגיה וקבוצת דלק¹⁶ זכאיות לתמלוג על כמפורט בסעיף 7.28.10 (א) לפרק א' לדוח זה. בשנת 2014 שולמו תמלוגים לבעלי עניין בסך כולל של כ- 7,172 אלפי דולר ארה"ב.

(ב) אבנר נפט וגז¹⁷ משמשת כמפעיל ישראלי של פעילות חיפושי גז טבעי ונפט בפרויקט ים תטיס, וזאת בכפוף להוראות ובתיאום עם Noble Energy Mediterranean Ltd. (להלן: "נובל"). תפקידי אבנר נפט וגז כוללים, בין היתר, תיאום עם הרשויות הממשלתיות, שירותי הנהלת חשבונות לתשלום חשבונות מקומיים, קידום פרויקט ים תטיס בכל הנוגע לתשתית ההולכה (Downstream), ולמלא אותם תפקידים ולספק אותם שירותים אשר מבוצעים ומסופקים כרגיל על-ידי נציג מקומי, וכל שירותים סבירים אחרים שתבקש נובל או וועדת התפעול של העסקה המשותפת. בתמורה לשירותיה זכאית אבנר נפט וגז לדמי מפעיל בסך 20,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לחודש. בשנת 2014 חלקה של השותפות בדמי המפעיל ששולמו לאבנר נפט וגז הסתכם בסך כולל של כ-61.2 אלפי דולר ארה"ב.

(ג) לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט ים תטיס בהסכמים לאספקת גז טבעי עם אי. פי. פי. דלק אשקלון בע"מ (להלן: "דלק אשקלון"), חברה בשליטתה של קבוצת דלק, ראו סעיף 7.12.5 (א) לדוח תקופתי של השותפות לשנת 2012, שפורסם ביום 15.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-006325). בשנת 2014 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלק אשקלון עמד על כ-3,178 אלפי דולר ארה"ב.¹⁸

(ד) בין השותפים בפרויקט ים תטיס (בהם גם השותפות) לבין חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל"), נחתם הסכם למכירה של גז טבעי בשנת 2002 (כפי שתוקן מעת לעת) (להלן: "הסכם חברת חשמל"). מאחר והכמות החוזית סופקה במלואה, הסתיימה אספקת הגז הטבעי תחת הסכם חברת חשמל ביום 29.12.2013. כחלק מתנאי הסכם חברת חשמל, התחייב כל אחד מהשותפים בפרויקט ים תטיס להעמיד ערבות לטובת חברת החשמל בשיעור חלקו בפרויקט, מתוך סך הערבות הכוללת. על-פי תנאי הסכם חברת חשמל, יכולה הייתה השותפות להעמיד את הערבות לטובת חברת החשמל באחת משתי דרכים: (1) ערבות בנקאית; או (2) ערבות חברה של קבוצת דלק. לאור האמור, העמידה קבוצת דלק לטובת חברת החשמל ערבות בסך של כ-7.65

¹⁶ הזכות לתמלוג הוענקה בהסכם האמור לדלק השקעות ונכסים בע"מ (להלן: "דלק השקעות"). 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.

¹⁷ חברה המוחזקת בחלקים שווים על-ידי דלק אנרגיה וכהן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ, חברה ציבורית, אשר מחזיקת המניות העיקרית בה היא קבוצת דלק (51.76%).

¹⁸ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 16.5.2011 על ידי דירקטוריון השותף הכללי.

מיליון דולר ארה"ב, אשר היתה בתוקף עד ליום 1.3.2014. בגין מתן הערבות כאמור לחברת החשמל, שילמה השותפות דלק עמלה בשיעור של 1.75% לשנה. סך עמלת הערבות ששולמה לקבוצת דלק על-ידי השותפות בשנת 2014 הסתכמה בכ- 22 אלפי דולר ארה"ב. יצוין כי הערבות הושבה במהלך שנת הדוח.

(ה) ביום 20.12.2010 אישרה אסיפת בעלי היחידות ביצוע תשלומים ליועץ חיצוני (להלן: "היועץ") בעבור הכנת דוחות כספיים לעסקאות המשותפות בהן שותפה השותפות, בתוקף מיום 31.12.2009. היועץ מעניק שירותים במקביל אך ורק לאבנר ולקבוצת דלק שהינן צד לעסקאות המשותפות. החל מיום 1.1.2010, נושאת השותפות בחלק היחסי משכרו של היועץ (על-פי השעות שהושקעו בפועל בכל חודש על-ידי היועץ עבור כל אחד מהגופים הנ"ל). סך עלות השכר בה נשאה השותפות בגין חלקה בעבודתו של היועץ בהכנת דוחות לעסקאות המשותפות בשנת 2014 הסתכמה בסך של כ-42.9 אלפי דולר ארה"ב.

(ו) לעניין העמדת ערבות ביצוע בלתי מוגבלת בסכום על-ידי קבוצת דלק לטובת הרפובליקה של קפריסין, לצורך הבטחת קיום מלוא התחייבויות השותפות מכח הסכם זיכיון מיום 24.10.2008 (Production Sharing Contract) המקנה זכויות חיפוש, הערכה, פיתוח והפקה של נפט ו/או גז בשטח המים הכלכליים של רפובליקת קפריסין בשטח הידוע כבלוק 12, ראו סעיף 7.9.3 (יב) בפרק א' לדוח זה. סך עמלת הערבות ששולמה לקבוצת דלק על-ידי השותפות בשנת 2014 הסתכמה בכ-219 אלפי דולר ארה"ב.¹⁹

(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 7.28.11 בפרק א' לדוח זה.²⁰

(ח) לעניין מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר ללקוחות ים תטיס, ראו סעיף 7.4.4 (ה) בפרק א' לדוח זה.

(ט) לעניין התקשרות השותפויות והשותפים הכלליים בשותפויות בהסכם העסקה עם מר גבורה, המשנה למנכ"ל לענייני כספים, שנכנס לתוקף החל מחודש ינואר 2013, ראו דוח מיידי של השותפות בדבר כינוס אסיפת בעלי היחידות מיום 22.3.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-016525) כפי שתוקן בימים 4.4.2013 ו-10.4.2013 (מס' אסמכתאות: 2013-01-027283 ו-2013-01-033157), בהתאמה) וכן דוח מיידי של השותפות בדבר תוצאות אסיפת בעלי היחידות מיום 11.4.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-034588), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה.²¹

(י) לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר בהסכם לאספקת גז טבעי עם "דלק" חברת הדלק הישראלית בע"מ (להלן: "דלק ישראל"), חברה בשליטתה של קבוצת דלק, ראו דוח מיידי מיום 4.12.2013 (מס' אסמכתא: 2013-01-087721), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה.²² נכון ליום 31.12.2014, טרם החלה השותפות ושותפיה בפרויקט תמר במכירת גז טבעי לדלק ישראל.

(יא) לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר בהסכם לאספקת קונדנסט עם דלקסן מיחזור בע"מ (להלן: "דלקסן"), חברה המוחזקת בשיעור של 50% על-ידי דלק תעשיות בע"מ

19 ההתקשרות האמורה אושרה ביום 11.4.2013 על ידי האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות.

20 ההתקשרות האמורה אושרה ביום 23.7.2012 על-ידי דירקטוריון השותף הכללי.

21 ההתקשרות האמורה אושרה ביום 11.4.2013 על ידי האסיפה הכללית של בעלי יחידות ההשתתפות.

22 ההתקשרות האמורה אושרה ביום 3.12.2013 על ידי דירקטוריון השותף הכללי.

אשר נמצאת בבעלותה המלאה של דלק ישראל, חברה בשליטתה של קבוצת דלק, ראו דוח מיידי מיום 20.1.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-020083), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה. ביום 26.6.2014 הסתיים בהסכמת הצדדים הסכם האספקה כאמור. בשנת 2014 חלקה של השותפות בהכנסות ממכירת גז טבעי לדלקסן עמד על כ- 29.1 אלפי דולר ארה"ב²³.

(יב) לעניין התקשרות השותפות יחד עם שותפיה בפרויקט תמר בהסכם לאספקת גז טבעי עם אי.פי.פי דלק שורק בע"מ, חברה הנשלטת (בעקיפין) על-ידי קבוצת דלק, ראו דוח מיידי מיום 9.3.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-008481), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה²⁴.

(יג) לעניין התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, הנערכת על-ידי קבוצת דלק, עבודה ועבור רוב חברות בנות וקשורות שלה ובכללן השותפות והשותף הכללי, וכן לעניין אישור התקשרות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, מעת לעת ומבלי שיידרש לכך אישור נוסף של האסיפה הכללית של בעלי יחידות השותפות במסגרת עצמאית או במסגרת פוליסת ביטוח קבוצתית של קבוצת דלק הכוללת חברות בנות וקשורות, כולן או חלקן, אצל הפניקס או מבטח אחר, בישראל או בחו"ל, באופן שבו תחול על כל נושאי המשרה בקבוצת דלק ו/או בחברות בנות וקשורות שלה, לרבות דירקטורים ו/או נושאי משרה שהינם בעלי שליטה בקבוצת דלק או קרוביהם, בפרמיה ובתנאים כפי שיהיו מקובלים במועד הארכת, חידוש או החלפת פוליסת הביטוח, ראו דוחות מיידיים של השותפות בדבר אישור דירקטוריון השותף הכללי מיום 15.9.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-157788), כינוס אסיפת בעלי היחידות מיום 15.9.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-157779) ואישור אסיפת בעלי היחידות מיום 30.10.2014 (מס' אסמכתא: 2014-01-184599), אשר הפרטים המופיעים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה.

עסקאות זניחות – מעבר לעסקאות המפורטות לעיל, לשותפות התקשרויות נוספות שלבעל השליטה בשותפות יש בהן עניין אישי, המסווגות כעסקאות זניחות כהגדרתן בסעיף 7 לחלק השלישי בפרק ב' לדוח זה (דוח הדירקטוריון), כגון: קבלת שירותי "דלקן" מדלק ישראל וקבלת שירותי דיווח למע"מ מקבוצת דלק.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה

לפרטים אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי, נכון ליום 28.2.2015, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 5.3.2015 (מס' אסמכתא: 2015-01-044920), אשר הפרטים הכלולים בו נכללים בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים

<u>הון מונפק ונפרע</u> <u>ערך נקוב</u>	<u>הון רשום</u> <u>ערך נקוב</u>	
546,966,871	546,966,871	יחידות השותפות בנות 1 ש"ח ע.נ. כ"א

נכון למועד פרסום הדוח, לשותפות אין ניירות ערך המירים.

²³ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 20.1.2014 על ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות.
²⁴ ההתקשרות האמורה אושרה ביום 6.3.2014 על ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות.

תקנה 24ב: מרשם בעלי יחידות השתתפות של השותפות

שם המחזיק	כמות מוחזקת
קבוצת דלק	1
החברה לרישומים של בנק דיסקונט לישראל בע"מ	546,833,964
נתן תורכיה	1
יעקב מרוז	1
אבנר אנדרה	1
טובה ברגר	12
רן לוי	166
חיה לוינטל	1
משה קרמר	1
ינקו אריאל	100
ז'ולטי עזריאל	1
עדני אברהם ותמר	10,902
קוטלרסקי ברוך וורדה	121,720
סה"כ	546,966,871

תקנה 25א: מען רשום

כתובת:

שד' אבא אבן 12 הרצליה פיתוח, 46725.

טלפון:

09-9712424

פקסימיליה:

09-9712425

כתובת דואר אלקטרוני:

shadar_i@delekng.co.il

תקנה 26: הדירקטורים של השותף הכללי

	פרטים	גזעון תדמור	אסי ברטפלד	גבי לסט
1	מספר זיהוי:	057995755	065474108	004787933
2	תפקיד בשותף הכללי:	יו"ר דירקטוריון	דירקטור	דירקטור
3	תאריך לידה:	9.1.1963	24.2.1952	9.9.1946
4	מען להמצאת כתבי בי-דין:	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח	רחוב גיבורי ישראל 7, איזור התעשייה נתניה דרום, 42504	רחוב גיבורי ישראל 7, איזור התעשייה נתניה דרום, 42504
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	לא	לא	לא
7 (25)	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	-	-	-
	(ב) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-
	(ג) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ²⁶ :	-	-	-
	(ד) אם לא, האם הוא כשיר להתמנות כדירקטור בלתי תלוי:	-	-	-
8	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	אחראי מטעם קבוצת דלק על תחום חיפוש הנפט והגז ובמסגרת זו, בין היתר, משמש כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי וכדירקטור ומנכ"ל אבנר נפט וגז וכן אחראי על תחום ההולכה והייצוא של הגז הטבעי, דירקטור בחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's), מבעלי חברה משותפת לו, למשקיעים נוספים ולקבוצת דלק בתחום הנפט והגז.	מנכ"ל קבוצת דלק, מנכ"ל ודירקטור בכחן פיתוח מבני תעשייה בע"מ ובדלק אנרגיה ומנכ"ל ודירקטור בחברות שונות בקבוצת דלק.	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, יו"ר דירקטוריון דלק אנרגיה, דירקטור באבנר נפט וגז ובחברות בנות של קבוצת דלק.
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	12.8.2007	15.5.2003	17.5.2001
10	השכלתו:	L.L.B במשפטים מאוניברסיטת תל אביב.	B.A בכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב.	L.L.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.
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	אחראי מטעם קבוצת דלק על תחום חיפוש הנפט והגז ובמסגרת זו, בין היתר, משמש כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי וכדירקטור ומנכ"ל אבנר נפט וגז וכן אחראי על תחום ההולכה והייצוא של הגז הטבעי; מנכ"ל דלק אנרגיה (עד לחודש אוקטובר 2011), דירקטור בחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's), בכחן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ (עד לחודש דצמבר 2011) ובחברות בנות שלה וכן דירקטור בחברות פרטיות שונות שבעלותו, מבעלי חברה משותפת לו, למשקיעים נוספים ולקבוצת דלק בתחום הנפט והגז.	מנכ"ל קבוצת דלק, מנכ"ל ודירקטור בדלק אנרגיה, מנכ"ל ודירקטור בכחן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ, מנכ"ל ודירקטור בדלק פטרולים בע"מ, וכן מכהן כדירקטור בחברות הבאות: IDE טכנולוגיות בע"מ, דלק ישראל, דלק מוטורס בע"מ, דלק מערכות רכב בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, אבנר נפט וגז, הפניקס אחזקות בע"מ, דלק ואבנר ים תטיס בע"מ, דלק אשקלון, גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, Republic Companies Groups INC, דלק אירופה הולדינגס בע"מ ודלק ים מעגן 2011 בע"מ.	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, דלק אנרגיה, דלק פטרולים בע"מ, קרן דלק למדע, חינוך ותרבות בע"מ וכן מכהן כדירקטור בחברות של קבוצת דלק.
12	תאגידים <u>אחרים</u> בהם משמש כדירקטור:	אבנר נפט וגז, חברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's) וחברות פרטיות שונות בבעלותו.	דלק פטרולים בע"מ, דלק אנרגיה, כחן פיתוח ומבני תעשייה בע"מ, IDE טכנולוגיות בע"מ, דלק ישראל, דלק מוטורס בע"מ, דלק מערכות רכב בע"מ, דלק תשתיות בע"מ, אבנר נפט וגז, הפניקס אחזקות בע"מ, הפניקס חברה לביטוח בע"מ, דלק אשקלון, גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, Delek, דלק אירופה הולדינגס בע"מ, Delek Benelux וחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's).	יו"ר דירקטוריון קבוצת דלק, דלק אנרגיה, דלק פטרולים בע"מ, קרן דלק למדע, חינוך ותרבות בע"מ וכן מכהן כדירקטור בחברות הבאות: דלק ישראל, דלק תשתיות בע"מ, אבנר נפט וגז, דלק אשקלון, גדות תעשיות ביוכימיה בע"מ, Delek, דלק אירופה הולדינגס בע"מ, Delek Benelux וחברות בת פרטיות של השותפויות (SPC's).
13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא
14	האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	לא	כן	לא

25 יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, לא חלות על השותפות הוראות סימן ה' בפרק הראשון לחלק השישי לחוק החברות, התשנ"ט-1999, בדבר חובת מינוי דירקטורים חיצוניים ושיעור דירקטורים בלתי תלויים בחברה ציבורית. עוד יצוין, כי הסכמי השותפות והנאמנות אינן כוללים הוראות בעניינים הנ"ל.

26 כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

	פרטים	יעקב פרידגוט	אורי וולף	עמוס ערן	כרמית אלרואי
1	מספר זיהוי:	00119097	008078974	005198395	022546832
2	תפקיד בשותף הכללי:	דירקטור	דירקטור	דירקטור	דירקטורית
3	תאריך לידה:	10.7.1946	25.1.1936	15.9.1936	8.11.1967
4	מען להמצאת כתבי בי-דין:	רחוב ירדן 129, מושב נחלים.	רחוב בוסתנאי 31, רמת השרון 47224.	רחוב שלוח 63, הרצליה.	השומר 18, מושב אביחיל 42910.
5	נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
6	חברות בוועדות של הדירקטוריון:	חבר ועדת המאזן.	חבר ועדת המאזן.	משמש כיו"ר ועדת ההשקעות וועדת המאזן.	לא
7 (27)	(א) האם הוא דירקטור חיצוני:	-	-	-	-
	(ב) אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-	-
	(ג) אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ²⁸ :	-	-	-	-
	(ד) אם לא, האם הוא כשיר להתמנות כדירקטור בלתי תלוי:	-	-	-	-
8	האם הוא עובד של השותף הכללי, חברה בת, חברה קשורה או של בעל עניין:	נותר שירותים כיועץ משפטי ומוזכיר חברת דלק מערכות רכב בע"מ	לא	לא	לא
9	התאריך בו החלה כהונתו כדירקטור:	30.3.1993	30.3.1993	30.3.1993	12.11.2012
10	השכלתו:	LL.B במשפטים מאוניברסיטת תל אביב, לימודי תעודה דיני עסקים מאוניברסיטת בר אילן ולימודי תעודה ניתוח דוחות כספיים והערכת שווי חברות מאוניברסיטת בר אילן.	מוסמך (MSc) בגיאולוגיה ומינרולוגיה מהאוניברסיטה העברית, התמחות בחיפושי נפט ומורה דרך מוסמך ממשרד התיירות.	M.A במדעי הרוח מאוניברסיטת תל אביב, B.A מודעי החברה האוניברסיטה האמריקנית וושינגטון די.סי, דיפלומה מאוניברסיטת הרווארד, ארה"ב ביחסי עבודה ומאניברסיטת וורטון, ארה"ב בהשקעות מוסדיות.	מוסמכת ברפואה סינית מפאסיפיק קולג' ובוגרת חינוך מיוחד ומדעי הרוח מאוניברסיטת תל-אביב.
11	עיסוקו בחמש השנים האחרונות:	כיהן כמנכ"ל קרן דלק למדע, חינוך ותרבות, כיהן כיועץ משפטי ומוזכיר קבוצת דלק ודלק מערכות רכב בע"מ וכמנכ"ל איגוד חברות הנפט, דירקטור בחברות שונות, עורך דין פרטי, נוטריון ומגשר.	עוסק בתחום הגיאולוגיה ומורה דרך לתיירים.	יו"ר דירקטוריון ביו לייט השקעות במדעי החיים בישראל בע"מ, דירקטור בכלל חברה לביטוח בע"מ.	בעלים ומנכ"ל חברת פארמהסין בע"מ, בעלים ומנכ"ל בחברת ברקה אור בע"מ.
12	תאגידים <u>אחרים</u> בהם משמש כדירקטור:	דלסון בע"מ.	אין	כלל חברה לביטוח בע"מ.	קבוצת דלק ודלק ישראל.
13	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותף הכללי:	לא	לא	לא	כן. בתו של בעל השליטה (בשרשרת), מר יצחק שרון (תשובה).
14	האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	לא	לא	כן	לא

27

יצוין, כי נכון למועד פרסום הדוח, לא חלות על השותפות הוראות סימן ה' בפרק הראשון לחלק השישי לחוק החברות, התשנ"ט-1999, בדבר חובת מינוי דירקטורים חיצוניים ושיעור דירקטורים בלתי תלויים בחברה ציבורית. עוד יצוין, כי הסכמי השותפות והנאמנות אינן כוללים הוראות בעניינים הנ"ל.

28

כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

תקנה 26א: נושאי משרה בכירה של השותף הכללי ו/או השותפות

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 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.	כן	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים ולימודים לתואר שני במשפטים (LL.M) באוניברסיטה העברית בירושלים.	מנהל סחר ורגולציה בדלק אנרגיה, ויועץ מקצועי בכיר לשר האוצר במשרד האוצר.
יוסי גבורה	027790997	9.6.1970	סמנכ"ל כספים בשותף הכללי - מיום 1.4.2011, משנה למנכ"ל לענייני כספים בשותפויות - מיום 19.7.2012.	משנה למנכ"ל לענייני כספים, משנה למנכ"ל לענייני כספים באבנר ודירקטור בקרן דלק למדע, חינוך ותרבות בע"מ.	לא	לא	B.A בכלכלה וחשבונאות ממכללת רופין ו-LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן.	סמנכ"ל כספים בדלק אנרגיה ובשותף הכללי.
עירית טוביאס	027805340	25.5.1970	יועצת משפטית ראשית ומזכירת השותפות - מיום 1.3.2011; סמנכ"לית, יועצת משפטית ראשית ומזכירת השותפות - מיום 2.1.2012	סמנכ"לית, יועצת משפטית ראשית ומזכירת השותפויות.	לא	לא	LL.B במשפטים מהאוניברסיטה העברית בירושלים ו-LL.M במשפטים מאוניברסיטת בר אילן.	יועצת משפטית בקבוצת דלק ובמסגרת זו שימשה כיועצת משפטית ומזכירת החברה של חברות בת בקבוצת דלק, לרבות דלק אנרגיה, אבנר והשותפות.
יהודה סבן	035733443	9.9.1978	2.1.2012	סמנכ"ל כלכלה ורגולציה בשותפות.	לא	לא	M.B.A במנהל עסקים ו-B.A בכלכלה ומנהל עסקים מהאוניברסיטה העברית.	רכז תקשורת ותיירות במשרד האוצר, רכז מאקרו ותקציב במשרד האוצר ורפרנט אנרגיה במשרד האוצר.
טל לוי	034837245	19.4.1979	10.2.2013	חשב השותף הכללי.	לא	לא	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת חיפה ו-M.B.A במנהל עסקים מהטכניון.	חשב ומנהל כספים באלמוגים החזקות בע"מ.
מיכאל גרינברג	069108231	5.8.1955	28.3.2000	מבקר פנים של השותפות, ומבקר פנימי ראשי של קבוצת דלק וחברות בנות שלה.	לא	לא	B.A בחשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל-אביב.	מבקר פנים של השותפות ומבקר פנימי ראשי של קבוצת דלק וחברות בנות שלה.
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 ובאבנר חיפושי נפט, וכן גיאולוג בחברת ExxonMobil בארה"ב.

תקנה 26ב: מורשי חתימה עצמאיים

בשותף הכללי ובשותפות אין מורשי חתימה עצמאיים.

תקנה 27: רואה החשבון של השותפות

זיו האפט רואי חשבון, דרך מנחם בגין 46-48, תל-אביב.

תקנה 28: שינוי בהסכם השותפות או בהסכם הנאמנות

לא נערך כל שינוי בהסכמי השותפות והנאמנות במהלך שנת 2014.

תקנה 29א(4): פטור, ביטוח או התחייבות לשיפוי לנושא משרה

לעניין התקשרות השותפות בפוליסה לביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי, וכן בדבר התקשרות השותף הכללי ו/או השותפות בפוליסה לביטוח כאמור, מעת לעת ומבלי שיידרש לכך אישור נוסף של האסיפה הכללית של בעלי היחידות, ראו תקנה 22(ג) לעיל.

דלק קידוחים – שותפות מוגבלת

על-ידי השותף הכללי, דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ

שמות החותמים ותפקידם:

גדעון תדמור, יו"ר הדירקטוריון

יוסי אבו, מנכ"ל

תאריך: 18 במרץ, 2015



2014



Delek Drilling

דוח בדבר
אפקטיביות הבקרה

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

פרק ה'

**דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית
על הדיווח הכספי ועל הגילוי
לפי תקנה 9 ב(א)**

דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

דוח שנתי לשנת 2014 בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), תש"ל – 1970 (להלן: "תקנות דוחות תקופתיים ומיידיים")

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. גדעון תדמור, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
2. יוסי אבו, מנכ"ל השותף הכללי;
3. יוסי גבורה, משנה למנכ"ל לענייני כספים ומנהל סיכוני שוק;
4. עירית שדר טוביאס, סמנכ"ל, יועצת משפטית ראשית ומזכיר החברה.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקורות ונהלים הקיימים בשותפות, אשר תוכננו בידי המנהל הכללי ונושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או תחת פיקוחם, או בידי מי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, בפקוח דירקטוריון השותף הכללי, אשר נועדו לספק מידה סבירה של בטחון בהתייחס למהימנות הדיווח הכספי ולהכנת הדוחות בהתאם להוראות הדין, ולהבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלות בדוחות שהיא מפרסמת על פי הוראות הדין נאסף, מעובד, מסוכם ומדווח במועד ובמתכונת הקבועים בדין.

הבקרה הפנימית כוללת, בין השאר, בקורות ונהלים שתוכננו להבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלותו כאמור, נצבר ומועבר להנהלת השותף הכללי, לרבות למנהל הכללי ולנושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או למי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, וזאת כדי לאפשר קבלת החלטות במועד המתאים, בהתייחס לדרישת הגילוי.

בשל המגבלות המבניות שלה, בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי אינה מיועדת לספק ביטחון מוחלט שהצגה מוטעית או השמטת מידע בדוחות תימנע או תתגלה.

הנהלת השותף הכללי, בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי, ביצעה בדיקה והערכה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות והאפקטיביות שלה; הערכת אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי והגילוי שביצעה ההנהלה בפקוח הדירקטוריון, כללה: בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקורות כלליות של מערכות מידע, בקורות על תהליך ההתחשבות מול מפעילי העסקאות המשותפות ובקורות על גיוס וניהול אשראי מתאגידים בנקאיים ואגרות חוב.

בהתבסס על הערכת האפקטיביות שביצעה הנהלת השותף הכללי בפקוח הדירקטוריון של השותף הכללי, הדירקטוריון של השותף הכללי והנהלת השותף הכללי הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות ליום 31 בדצמבר, 2014 היא אפקטיבית.

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9(ב)(ד) (1):

הצהרת מנהלים
הצהרת מנהל כללי

אני, יוסי אבו, מצהיר כי:

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של דלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2014 (להלן: "הדוחות");
- (2) לפי ידיעתי, הדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;
- (3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;
- (4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון ולועדת הדוחות 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.

18 במרץ, 2015	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 2014 (להלן: "הדוחות");

(2) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;

(3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;

(4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון ולועדת הדוחות 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 בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות 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 בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות 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.

18 במרץ, 2015	יוסי גבורה, רו"ח	משנה למנכ"ל לענייני כספים	
תאריך	שם מלא	תפקיד	חתימה