

# דלק קידוחים - שותפות מוגבלת

## ("השותפות")

7 בפברואר, 2018

לכבוד	לכבוד
רשות ניירות ערך	הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ
רחוב כנפי נשרים 22	רחוב אחוזת בית 2
<u>ירושלים</u>	<u>תל-אביב</u>

א.ג.נ.,

### הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

בהמשך לאמור בסעיף 7.4.9 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2016, כפי שפורסם ביום 23.3.2017 (מס' אסמכתא: 2016-01-0236917) (להלן: "**הדוח התקופתי**") ובדוח המידי מיום 2.7.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-055915) בדבר הערכת העתודות בפרויקט תמר, הכולל את מאגרי תמר ו-תמר South-West (להלן: "**תמר SW**"), שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "**פרויקט תמר**" ו- "**חזקת תמר**", בהתאמה), ולאור בחינת אפשרויות הנפקה לציבור ו/או פעולות בניירות ערך על-ידי בעלת השליטה בשותפות, קבוצת דלק בע"מ, מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, כדלקמן:

### א. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן "**NSAI**" או "**מעריך העתודות**"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2017 (להלן "**דוח העתודות**"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל, כאמור, את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגים כעתודות בהפקה (on production), הינן ללא שינוי ביחס לדוח העתודות הקודם, כפי שפורט בדוח המידי מיום 2.7.2017 (להלן: "**דוח העתודות הקודם**"), למעט הפקה בפועל, והכל כמפורט להלן<sup>1</sup>:

---

1 למיטב ידיעת השותפות, ביצע משרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים (להלן: "**משרד האנרגיה**") אומדן עצמאי של היקף העתודות בפרויקט תמר, באמצעות יועצים חיצוניים, בין היתר לצורך חישוב מכסות הייצוא מפרויקט תמר, וזאת בהתאם להחלטת הממשלה, כמפורט בסעיף 7.25.5(א) לדוח התקופתי. למיטב ידיעת השותפות, לא קיים שוני מהותי בין אומדן משרד האנרגיה לבין אומדן העתודות שפורסם במסגרת הדוח התקופתי. לאור עדכון כמות העתודות בפרויקט תמר, כפי שפורט בדוח העתודות הקודם, למיטב ידיעת השותפות, בכוונת משרד האנרגיה לערוך בחינה מחודשת של האומדן כאמור.

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות <sup>2</sup> (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		מאגר תמר		
בקונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
2.0	1,562.5	10.2	7,836.6	1.0	796.4	9.2	7,040.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.8	642.3	4.2	3,221.5	0.3	203.5	3.9	3,018.0	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2.8	2,204.8	14.4	11,058.1	1.3	999.9	13.1	10,058.2	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	412.6	2.7	2,069.2	0.3	217.6	2.4	1,851.7	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
3.3	2,617.4	17.1	13,127.3	1.6	1,217.5	15.5	11,909.9	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

<sup>2</sup> בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה, לצדדים קשורים ולצדדים שלישיים. שיעור התמלוג לקבוצת דלק בע"מ ולדלק מערכות אנרגיה בע"מ שהובא בחשבון בנתונים לעיל הינו 6.5%, היינו שיעור התמלוג לאחר מועד החזר ההשקעה. לפרטים נוספים בעניין זה ראו דוח מיידי של השותפות מיום 28.12.2017 (מס' אסמכתא : 2017-01-122181).

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

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

#### ג. נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב, בין היתר, על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים למכירת גז, ואשר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), למחיר חבית מסוג ברנט או לתעריף ייצור החשמל<sup>3</sup>. יצוין כי שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב התאמת מחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל")<sup>4</sup>, ושינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז. מובהר, כי מאחר ונכון למועד פרסום דוח זה, לא ניתן להעריך את היקף התאמת המחיר שתבוצע (אם וככל שתבוצע) במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021) כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל, הונח כי תבוצע הפחתה בהיקף של 50% משיעור ההתאמה המירבי, קרי הפחתה של 12.5%. יצוין כי, בתזרים

<sup>3</sup> תעריף ייצור החשמל המשוקלל (להלן: "תעריף ייצור החשמל") הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. כיום, בעקבות פיצול תעריף הייצור, לתעריף ייצור ועלויות מערכתיות, הפך תעריף הייצור לרלוונטי, בעיקר עבור יצרני חשמל פרטיים.

<sup>4</sup> בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם ראוי כל צד לבקש התאמת המחיר (בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם), אם אותו צד בדעה כי המחיר שנקבע בחוזה אינו מתאים עוד לחוזה ארוך טווח עם קונה עוגן לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם החל ביום 1.7.2013) מפרויקט תמר (קרי: 1.7.2021 ו-1.7.2024). במועד ההתאמה הראשון (1.7.2021 - לאחר 8 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 25% (תוספת או הפחתה), ובמועד ההתאמה השני (1.7.2024 - לאחר 11 שנים) ההתאמה שתבוצע למחיר תהיה בטווח של עד 10% (תוספת או הפחתה).

המהוון הונח כי לא יחול שינוי במחיר במועד ההתאמה השני (קרי ביום 1.7.2024). לפרטים אודות שינויים בתזרים המהוון כתוצאה משינוי במחיר, לרבות כתוצאה משינוי בשיעור התאמת המחיר כאמור, ראו טבלאות רגישויות בסעיף זה להלן. יובהר כי הרגישויות האמורות נעשו על בסיס הנחת הפחתת המחיר כאמור לעיל. עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי במחיר כתוצאה מהבקשה לאישור תובענה ייצוגית על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.29.2 לדוח התקופתי ובסעיף 15 לעדכון פרק א' (תיאור עסקי השותפות), אשר נכלל בדוח התקופתי של השותפות ליום 30.9.2017, כפי שפורסם ביום 20.11.2017 (מס' אסמכתא: 2017-01-107730). יצוין כי, ביום 8.12.2017 קיבל בית המשפט המחוזי את בקשת השותפות, Noble Energy Mediterranean Ltd. (להלן: "נובל" או "המפעילה"), ישראל מקו נגב 2 - שותפות מוגבלת ודור חיפוש גז - שותפות מוגבלת, לזימון עדים בתיק מטעם המדינה ודחה את הבקשה הנ"ל להוספת ראיות. נכון למועד דוח זה, הסתיימה חקירתו של המומחה מטעם המבקשים, וביום 5.2.2018 החלה חקירתו של המומחה מטעם המשיבים, אשר עתידה להימשך ביום 8.2.2018. שני מועדים נוספים נקבעו לחודש מרץ 2018, במהלכם ייחקרו יתר המצהירים בהליך. להערכת היועצים המשפטיים של השותפות, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%. כאמור, בשלב זה מצויין הצדדים בשלב הדיון בבקשה לאישור תובענה ייצוגית. ככל שתתקבל החלטה סופית וחלוטה במסגרת קבלת התובענה הייצוגית האמורה (קרי, לאחר שתתקבל הבקשה לאישור תובענה ייצוגית ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה), עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי השותפות, לרבות על המחירים בהם תמכור השותפות, ביחד עם יתר שותפי תמר, גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי השותפות<sup>5</sup>; (ב) כמו כן, התזרים המהוון חושב על בסיס מחיר קונדנסט המבוסס על מחירי Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה ולמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור; (ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות. עלויות אלו כוללות רק עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, וכן את הערכת השותפות בדבר הוצאות תקורה והנהלה וכלליות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט. עלויות אלו מחולקות להוצאות ברמת השדה ולהוצאות ליחידת תפוקה. עלויות התפעול שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר על המידע שסופק לידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון הינן בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל גם הערכת עלויות של הוצאות עתידיות שיוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והרחבת יכולת ההפקה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון הינן הוצאות הוניות אשר יתכן ותידרשנה לתחזוקת בארות הפקה, לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה נוסף. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות,

<sup>5</sup> לצורך חישוב תחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על נתונים שהתקבלו מחברת ייעוץ המבוססים על שקלול נתונים של מספר גופים ציבוריים ופרטיים: (1) גידול שנתי במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) בהיקף ממוצע של כ-2.1% לשנה; (2) מחיר חבית ברנט (Brent) של 57 דולר לחבית בשנת 2018, העולה לכ-69 דולר לחבית בשנת 2020, ולכ-85 דולר לחבית בשנת 2025, ועליה הדרגתית בשיעור ממוצע של כ-3% לשנה לאחר מכן; (3) תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת על שער חליפין של כ-3.5 ש"ח לדולר בשנת 2018, כ-3.7 ש"ח בשנת 2020 וממוצע לטווח ארוך של כ-4 ש"ח לדולר לאחר מכן.

הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין. תשלומי המס ושיעורם, הנכללים במסגרת התזרים המהוון, חושבו בראיית המחזיק ביחידות ההשתתפות של השותפות שהינו חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. יצוין כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי; (ז) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריית העתודות המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה ששימש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ח) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה מהמאגרים<sup>6</sup> והערכות לגבי היקף הביקושים בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט; (ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הכנסות מייצוא גז לשווקים המקומיים במצרים ובירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- 24.6 BCM, עד לשנת 2040, בין היתר, בהתבסס על הסכמי הייצוא המפורטים בסעיפים 7.13.5 (א)(1) ו-(2) לדוח התקופתי<sup>7</sup>; (י) בחישוב התזרים המהוון לא נלקחו בחשבון הכנסות הנוגעות למזכר העקרונות שנחתם עם חברת Union Fenosa Gas SA (להלן: "UFG"), כמפורט בסעיף 7.13.5 (א)(3) לדוח התקופתי, וביצוע פרויקט הרחבת תמר, כמפורט בסעיף 7.4.4 (ג) לדוח התקופתי. נכון למועד דוח זה, אין בידי השותפות יכולת להעריך את המועד בו יחתם הסכם מחייב עם UFG והאם בכלל יחתם. יצוין כי, נכון למועד דוח זה, ממשיכה השותפות לנהל משאים ומתנים עם לקוחות במשק המצרי אשר, להערכת השותפות, ככל שיבשילו לכדי הסכמי מכירת גז מחייבים, עשויה להיות להם השפעה מהותית על נתוני התזרים המהוון המובאים 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 דוח זה, שותפי תמר נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי השותפות למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות, ואין כל וודאות כי השותפות תצליח במשא ומתן לקביעת שיעור תמלוגים נמוך יותר בעתיד. לפרטים נוספים בעניין וכן בדבר הסדרים בין הצדדים עד להשלמת הדיונים האמורים, ראו סעיף 7.27.12 (ב)(2) לדוח התקופתי; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון למועד פרסום דוח זה, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית

<sup>6</sup> יכולת אספקת הגז מפרויקט תמר (הכולל את מתקני פרויקט תמר, מערכות המדחסים ומערכות ההולכה והטיפול של פרויקט ים תטיס ששודרגו והותאמו לשימוש בפרויקט תמר) למערכת ההולכה של נת"ז, עומדת על כ-1.1 BCF ליום בהפקה מקסימאלית.

<sup>7</sup> יצוין, כי במהלך שנת 2017, נמכר על ידי שותפי תמר גז טבעי בכמות של כ-9.71 BCM לשוק המקומי ולייצוא. כן נמכר על-ידי שותפי ים תטיס גז טבעי בכמות של כ-0.16 BCM. עוד יצוין, כי להערכת השותפות, היקף השימוש בגז טבעי בישראל בשנת 2017 הסתכם לכ-10.4 BCM.

חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז; (יג) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2018 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו החל מיום 1.1.2018. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2018 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2017 לא נכללו בתזרים המהוון.

יצוין, כי התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון ליום 30.6.2017 מהסיבות העיקריות הבאות:

1. עם השלמת עסקה למכירת זכויות השתתפות של השותפות בשיעור 9.25% (מתוך 100%) בחזקת תמר לתמר פטרוליום בע"מ (להלן: "**תמר פטרוליום**"), חלה ירידה בשיעור החזקת השותפות במישרין בחזקת תמר משיעור של 31.25% לשיעור של 22%, וכן נוספה החזקת השותפות בעקיפין בחזקת תמר בשל החזקת השותפות במניות תמר פטרוליום בע"מ בשיעור של 40%, כך שסך החזקות השותפות בחזקת תמר (במישרין ובעקיפין) מסתכם ל- 25.7%.
2. לאור עדכון תחזיות תעריף ייצור החשמל (בעיקר כתוצאה מעדכון תחזית שער חליפין של ש"ח לדולר), מדד המחירים לצרכן האמריקאי ומחיר חבית מסוג ברנט, עודכנו תחזיות מחירי המכירה (גז טבעי וקונדנסט) הרלבנטיים הצמודים להם.
3. מאחר ונכון למועד פרסום דוח זה, לא ניתן להעריך את היקף התאמת המחיר שתבוצע (אם וככל שתבוצע) במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021) כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל, הונח כי תבוצע הפחתה בהיקף של 50% משיעור ההתאמה המירבי, קרי הפחתה של 12.5%, לרבות השפעת התאמת מחיר כאמור על תעריף ייצור החשמל ומחירי הגז הטבעי בהסכמים הרלוונטיים.

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

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2018	484	10.55	530,807	109,510	-	40,478	12,685	-	368,134	-	56,734	311,400	303,895	300,341	296,908	290,382	284,268
31.12.2019	489	10.65	552,950	114,078	-	40,453	10,043	-	388,376	-	62,734	325,642	302,661	292,165	282,261	264,055	247,724
31.12.2020	476	10.36	552,318	113,948	-	37,718	15,574	-	385,078	35,987	72,017	277,075	245,258	231,247	218,331	195,368	175,648
31.12.2021	474	10.33	550,659	113,605	-	38,556	42,310	-	356,187	105,132	54,989	196,067	165,288	152,221	140,452	120,216	103,578
31.12.2022	489	10.65	561,396	115,821	-	38,772	25,138	-	381,666	145,720	46,774	189,171	151,881	136,621	123,194	100,859	83,280
31.12.2023	489	10.65	565,047	116,574	-	38,772	25,957	-	383,744	173,267	42,803	167,675	128,211	112,647	99,268	77,737	61,514
31.12.2024	489	10.65	571,910	117,990	-	38,772	-	-	415,149	194,290	39,284	181,575	132,229	113,475	97,725	73,202	55,511
31.12.2025	489	10.65	578,228	119,293	-	38,772	-	-	420,163	196,636	40,115	183,412	127,206	106,626	89,739	64,297	46,727
31.12.2026	489	10.65	584,728	120,634	-	38,772	-	-	425,322	199,051	41,237	185,034	122,220	100,064	82,303	56,405	39,284
31.12.2027	489	10.65	592,413	122,220	-	38,772	-	-	431,422	201,905	44,629	184,887	116,308	93,009	74,761	49,009	32,710
31.12.2028	489	10.65	600,526	123,893	-	38,772	-	-	437,861	204,919	47,316	185,626	111,212	86,866	68,236	42,787	27,367
31.12.2029	489	10.65	610,800	126,013	-	38,772	-	-	446,015	208,735	48,569	188,711	107,676	82,148	63,064	37,824	23,185
31.12.2030	489	10.65	627,773	129,515	-	38,772	-	-	459,486	215,040	50,575	193,872	105,353	78,507	58,899	33,790	19,850
31.12.2031	489	10.65	640,213	132,081	-	38,772	-	-	469,360	219,661	52,542	197,158	102,037	74,268	54,452	29,881	16,822

<sup>8</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

[illegible]



**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

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

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח <sup>9</sup>	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5% <sup>10</sup>	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	(4)	(4)	(4)	(4)	
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	(4)	(4)	(4)	(4)	
31.12.2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	4	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	5	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	
31.12.2022	-	-	(191)	(39)	-	-	(25,957)	-	25,805	11,306	(2,631)	17,130	13,753	12,371	11,156	9,133	7,541
31.12.2023	-	-	(193)	(40)	-	-	(25,957)	-	25,804	13,685	(2,596)	14,716	11,252	9,886	8,712	6,823	5,399
31.12.2024	-	-	(195)	(40)	-	-	-	-	(155)	(72)	1,165	(1,247)	(908)	(779)	(671)	(503)	(381)
31.12.2025	-	-	(197)	(41)	-	-	-	-	(156)	(73)	1,164	(1,247)	(865)	(725)	(610)	(437)	(318)
31.12.2026	-	-	(199)	(41)	-	-	25,957	-	(26,115)	(12,222)	3,958	(17,851)	(11,791)	(9,654)	(7,940)	(5,442)	(3,790)
31.12.2027	-	-	(202)	(42)	-	-	25,957	-	(26,117)	(12,223)	3,359	(17,253)	(10,853)	(8,679)	(6,976)	(4,573)	(3,052)
31.12.2028	-	-	(205)	(42)	-	-	-	-	(162)	(76)	(35)	(52)	(31)	(24)	(19)	(12)	(8)
31.12.2029	-	-	(208)	(43)	-	-	-	-	(165)	(77)	(35)	(53)	(30)	(23)	(18)	(11)	(6)

<sup>9</sup> מאחר שרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות הצפויות ביחס למועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההוניות הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות (1P) + עתודות צפויות).

<sup>10</sup> ראה הערת שוליים 8 לעיל.

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

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

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

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח<sup>9</sup></b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%<sup>10</sup></b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
1,262	4,069	13,815	25,997	49,653	189,957	54,561	215,102	459,621	-	-	38,772	-	129,550	627,942	7.86	361	31.12.2045
860	2,893	10,270	19,775	38,670	155,333	44,867	176,116	376,316	-	-	38,772	-	107,896	522,983	6.43	295	31.12.2046
543	1,905	7,070	13,931	27,889	117,630	33,604	133,041	284,275	-	-	38,772	-	83,971	407,017	4.91	226	31.12.2047
341	1,249	4,848	9,774	20,033	88,720	24,508	99,606	212,834	-	-	38,772	-	65,401	317,007	3.76	173	31.12.2048
246	938	3,806	7,851	16,476	76,615	21,415	86,237	184,267	10,397	1,749	38,772	-	61,133	296,317	3.45	158	31.12.2049
109	433	1,835	3,874	8,322	40,634	10,667	45,130	96,432	10,397	1,749	38,772	-	38,301	185,650	2.12	97	31.12.2050
53	219	969	2,093	4,603	23,600	6,796	26,739	57,136	10,397	1,749	38,772	-	28,087	136,140	1.53	70	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
29,501	71,274	198,318	345,098	615,628	2,103,212	628,431	2,404,595	5,136,238	-	-	465,264	-	1,456,027	7,057,522	91	4,190	סה"כ

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
284,264	290,378	296,904	300,337	303,891	311,396	56,738	-	368,134	-	12,685	40,478	-	109,510	530,807	10.55	484	31.12.2018
247,721	264,051	282,258	292,161	302,657	325,638	62,739	-	388,376	-	10,043	40,453	-	114,078	552,950	10.65	489	31.12.2019
175,646	195,365	218,328	231,244	245,255	277,071	72,021	35,986	385,078	-	15,574	37,718	-	113,948	552,318	10.36	476	31.12.2020
103,577	120,214	140,450	152,218	165,285	196,063	54,994	105,130	356,187	-	42,310	38,556	-	113,605	550,659	10.33	474	31.12.2021
90,821	109,992	134,349	148,992	165,634	206,301	44,143	157,026	407,471	-	(819)	38,772	-	115,781	561,205	10.65	489	31.12.2022
66,912	84,560	107,980	122,534	139,464	182,391	40,207	186,951	409,548	-	-	38,772	-	116,534	564,854	10.65	489	31.12.2023
55,130	72,699	97,054	112,696	131,321	180,328	40,448	194,217	414,994	-	-	38,772	-	117,950	571,715	10.65	489	31.12.2024
46,409	63,860	89,129	105,901	126,341	182,164	41,279	196,563	420,007	-	-	38,772	-	119,253	578,031	10.65	489	31.12.2025
35,494	50,963	74,362	90,411	110,429	167,183	45,196	186,829	399,207	-	25,957	38,772	-	120,593	584,529	10.65	489	31.12.2026
29,658	44,436	67,785	84,330	105,454	167,634	47,988	189,683	405,305	-	25,957	38,772	-	122,178	592,211	10.65	489	31.12.2027
27,360	42,775	68,217	86,842	111,181	185,574	47,281	204,843	437,698	-	-	38,772	-	123,851	600,321	10.65	489	31.12.2028
23,179	37,814	63,046	82,125	107,646	188,658	48,534	208,658	445,850	-	-	38,772	-	125,970	610,592	10.65	489	31.12.2029

19,844	33,781	58,882	78,485	105,324	193,817	50,539	214,960	459,317	-	-	38,772	-	129,471	627,559	10.65	489	31.12.2030
16,817	29,872	54,436	74,247	102,008	197,102	52,506	219,580	469,187	-	-	38,772	-	132,036	639,995	10.65	489	31.12.2031
14,356	26,610	50,696	70,752	99,522	201,913	55,143	226,132	483,189	-	-	38,772	-	135,676	657,636	10.65	489	31.12.2032
10,841	20,968	41,763	59,642	85,891	182,971	60,525	214,204	457,700	-	36,340	38,772	-	138,496	671,308	10.65	489	31.12.2033
10,504	21,199	44,142	64,505	95,106	212,731	57,370	237,608	507,710	-	-	38,772	-	142,050	688,531	10.65	489	31.12.2034
8,293	17,464	38,018	56,848	85,813	201,542	61,782	231,646	494,969	-	25,957	38,772	-	145,485	705,183	10.65	489	31.12.2035
7,689	16,897	38,455	58,839	90,932	224,243	59,866	249,931	534,040	-	-	38,772	-	148,894	721,706	10.65	489	31.12.2036
6,499	14,904	35,461	55,519	87,844	227,460	61,602	254,288	543,350	-	-	38,772	-	151,314	733,435	10.65	489	31.12.2037
5,480	13,113	32,619	52,258	84,653	230,157	64,689	259,376	554,222	-	-	38,772	-	154,140	747,133	10.65	489	31.12.2038
4,652	11,616	30,207	49,519	82,126	234,450	66,745	264,961	566,156	-	-	38,772	-	157,242	762,170	10.65	489	31.12.2039
3,658	9,529	25,908	43,458	73,791	221,189	72,230	258,120	551,539	-	25,957	38,772	-	160,190	776,458	10.65	489	31.12.2040
3,121	8,484	24,114	41,391	71,954	226,468	73,089	263,520	563,077	-	25,957	38,772	-	163,189	790,994	10.65	489	31.12.2041
2,852	8,092	24,045	42,231	75,163	248,393	71,110	281,067	600,569	-	-	38,772	-	166,187	805,528	10.65	489	31.12.2042
1,995	5,907	18,350	32,979	60,093	208,523	59,200	235,516	503,239	-	-	38,772	-	140,888	682,899	8.87	407	31.12.2043
1,646	5,084	16,511	30,363	56,645	206,383	59,468	233,869	499,720	-	-	38,772	-	139,973	678,464	8.65	397	31.12.2044
1,262	4,069	13,815	25,997	49,653	189,957	54,561	215,102	459,621	-	-	38,772	-	129,550	627,942	7.86	361	31.12.2045
860	2,893	10,270	19,775	38,670	155,333	44,867	176,116	376,316	-	-	38,772	-	107,896	522,983	6.43	295	31.12.2046
543	1,905	7,070	13,931	27,889	117,630	33,604	133,041	284,275	-	-	38,772	-	83,971	407,017	4.91	226	31.12.2047
341	1,249	4,848	9,774	20,033	88,720	24,508	99,606	212,834	-	-	38,772	-	65,401	317,007	3.76	173	31.12.2048
246	938	3,806	7,851	16,476	76,615	21,415	86,237	184,267	10,397	1,749	38,772	-	61,133	296,317	3.45	158	31.12.2049
109	433	1,835	3,874	8,322	40,634	10,667	45,130	96,432	10,397	1,749	38,772	-	38,301	185,650	2.12	97	31.12.2050

53	219	969	2,093	4,603	23,600	6,796	26,739	57,136	10,397	1,749	38,772	-	28,087	136,140	1.53	70	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
1,307,832	1,632,333	2,216,082	2,704,122	3,437,069	6,480,232	1,723,850	6,092,635	14,296,720	31,191	251,165	1,320,365	-	4,132,821	20,032,247	313	14,376	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	שישולמו תמלוגים	שיתקבלו תמלוגים	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5% <sup>12</sup>	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111)	111	109	107	106	104	102
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111)	111	104	100	97	90	85
31.12.2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(112)	111	98	93	87	78	70
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(112)	110	93	86	79	68	58
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	(112)	110	88	79	72	59	48
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(112)	111	85	74	65	51	41
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111)	111	81	70	60	45	34
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111)	111	77	65	54	39	28
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111)	111	74	60	50	34	24
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(56)	56	35	28	23	15	10
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדיט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תשלומים	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מהוון ב-20%
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-12.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	(80)	(36)	(24)	(17)	(8)	(4)
31.12.2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	(80)	(34)	(23)	(15)	(7)	(3)
31.12.2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	(209)	(85)	(55)	(36)	(16)	(7)
31.12.2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	(209)	(81)	(51)	(33)	(14)	(6)
31.12.2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	(209)	(77)	(47)	(30)	(12)	(5)
31.12.2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	(209)	(73)	(44)	(27)	(10)	(4)
31.12.2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(206)	206	69	41	24	9	3
31.12.2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(201)	201	64	37	21	8	3
31.12.2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(201)	201	61	34	19	7	2
31.12.2043	82	1.78	137,430	28,353	-	-	-	-	109,077	51,048	13,145	44,884	12,935	7,099	3,950	1,271	430
31.12.2044	92	2.00	156,937	32,377	-	-	-	-	124,560	58,294	15,157	51,108	14,027	7,519	4,089	1,259	408
31.12.2045	128	2.79	222,808	45,967	-	-	-	-	176,841	82,762	21,554	72,525	18,958	9,926	5,275	1,553	482

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

**רכיבי התזרים**

עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	הפעלה עלויות	פיתוח עלויות	נטישה עלויות ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-12.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2046	194	4.22	343,397	70,846	-	-	-	-	272,551	127,554	33,349	111,648	27,794	14,214	7,382	2,080	618
31.12.2047	263	5.74	475,280	98,054	-	-	-	-	377,226	176,542	46,157	154,527	36,637	18,300	9,288	2,503	713
31.12.2048	317	6.89	581,501	119,968	-	-	-	-	461,532	215,997	56,828	188,707	42,610	20,789	10,311	2,658	726
31.12.2049	259	5.65	485,266	100,114	-	-	(1,749)	(10,397)	397,297	185,935	48,566	162,796	35,009	16,683	8,087	1,994	522
31.12.2050	326	7.11	621,662	128,254	-	-	(1,749)	(10,397)	505,554	236,599	61,812	207,142	42,424	19,747	9,354	2,206	553
31.12.2051	236	5.14	457,982	94,485	-	-	(1,749)	(10,397)	375,642	175,801	45,561	154,280	30,093	13,681	6,334	1,429	343
31.12.2052	248	5.40	489,834	101,057	-	38,772	-	-	350,006	163,803	42,827	143,376	26,635	11,827	5,351	1,155	266
31.12.2053	207	4.50	415,694	85,761	-	38,772	1,749	10,397	279,016	130,579	36,934	111,502	19,727	8,556	3,783	781	172
31.12.2054	169	3.68	346,247	71,433	-	38,772	1,749	10,397	223,896	104,783	30,189	88,923	14,983	6,348	2,743	541	115
31.12.2055	169	3.68	352,550	72,734	-	38,772	1,749	10,397	228,899	107,125	30,802	90,972	14,599	6,041	2,551	482	98
סה"כ	2,690	59	5,086,588	1,049,403	-	155,088	-	-	3,882,097	1,816,827	482,210	1,583,055	337,083	161,360	79,097	20,452	5,925

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	שישולמו תמלוגים	תמלוגים שיתקבלו	הפעלה עלויות	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-17.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15% 20%
31.12.2018	484	10.55	530,807	109,510	-	40,478	12,685	-	368,134	-	56,627	311,507	304,000	300,444	297,010	284,366
31.12.2019	489	10.65	552,950	114,078	-	40,453	10,043	-	388,376	-	62,627	325,749	302,761	292,261	282,354	247,806
31.12.2020	476	10.36	552,318	113,948	-	37,718	15,574	-	385,078	35,987	71,910	277,182	245,353	231,336	218,415	175,716
31.12.2021	474	10.33	550,659	113,605	-	38,556	42,310	-	356,187	105,132	54,882	196,174	165,378	152,304	140,529	103,635
31.12.2022	489	10.65	561,205	115,781	-	38,772	(819)	-	407,471	157,028	44,032	206,411	165,723	149,072	134,421	90,869
31.12.2023	489	10.65	564,854	116,534	-	38,772	-	-	409,548	186,952	40,095	182,501	139,548	122,608	108,045	66,953
31.12.2024	489	10.65	571,715	117,950	-	38,772	-	-	414,994	194,217	40,337	180,440	131,402	112,766	97,114	55,164
31.12.2025	489	10.65	578,031	119,253	-	38,772	-	-	420,007	196,563	41,168	182,276	126,418	105,966	89,183	46,438
31.12.2026	489	10.65	584,529	120,593	-	38,772	25,957	-	399,207	186,829	45,084	167,294	110,502	90,471	74,412	35,517
31.12.2027	489	10.65	592,211	122,178	-	38,772	25,957	-	405,305	189,683	47,932	167,690	105,489	84,358	67,807	29,668
31.12.2028	489	10.65	600,321	123,851	-	38,772	-	-	437,698	204,843	47,281	185,574	111,181	86,842	68,217	27,360
31.12.2029	489	10.65	610,592	125,970	-	38,772	-	-	445,850	208,658	48,534	188,658	107,646	82,125	63,046	23,179
31.12.2030	489	10.65	627,559	129,471	-	38,772	-	-	459,317	214,960	50,539	193,817	105,324	78,485	58,882	19,844

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תשלומים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-17.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2031	489	10.65	639,995	132,036	-	38,772	-	-	469,187	219,580	52,506	197,102	102,008	74,247	54,436	29,872	16,817
31.12.2032	489	10.65	657,636	135,676	-	38,772	-	-	483,189	226,132	55,143	201,913	99,522	70,752	50,696	26,610	14,356
31.12.2033	489	10.65	671,308	138,496	-	38,772	36,340	-	457,700	214,204	60,525	182,971	85,891	59,642	41,763	20,968	10,841
31.12.2034	489	10.65	688,531	142,050	-	38,772	-	-	507,710	237,608	57,451	212,651	95,070	64,480	44,125	21,191	10,500
31.12.2035	489	10.65	705,183	145,485	-	38,772	25,957	-	494,969	231,646	61,862	201,462	85,779	56,826	38,003	17,457	8,289
31.12.2036	489	10.65	721,706	148,894	-	38,772	-	-	534,040	249,931	60,075	224,034	90,847	58,784	38,419	16,881	7,682
31.12.2037	489	10.65	733,435	151,314	-	38,772	-	-	543,350	254,288	61,812	227,251	87,763	55,468	35,428	14,890	6,493
31.12.2038	489	10.65	747,133	154,140	-	38,772	-	-	554,222	259,376	64,898	229,948	84,576	52,210	32,590	13,102	5,475
31.12.2039	489	10.65	762,170	157,242	-	38,772	-	-	566,156	264,961	66,954	234,241	82,053	49,474	30,180	11,605	4,648
31.12.2040	489	10.65	776,458	160,190	-	38,772	25,957	-	551,539	258,120	72,024	221,395	73,860	43,499	25,932	9,538	3,661
31.12.2041	489	10.65	790,994	163,189	-	38,772	25,957	-	563,077	263,520	72,888	226,669	72,018	41,428	24,136	8,492	3,123
31.12.2042	489	10.65	805,528	166,187	-	38,772	-	-	600,569	281,067	70,908	248,595	75,224	42,265	24,064	8,098	2,855
31.12.2043	489	10.65	820,329	169,240	-	38,772	-	-	612,316	286,564	72,346	253,407	73,028	40,078	22,300	7,178	2,425
31.12.2044	489	10.65	835,401	172,350	-	38,772	-	-	624,279	292,163	74,625	257,492	70,672	37,883	20,600	6,343	2,053
31.12.2045	489	10.65	850,750	175,517	-	38,772	-	-	636,462	297,864	76,116	262,482	68,611	35,923	19,090	5,622	1,744

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-137.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2046	489	10.65	866,380	178,741	-	38,772	-	-	648,867	303,670	78,216	266,981	66,464	33,989	17,652	4,973	1,478
31.12.2047	489	10.65	882,298	182,025	-	38,772	-	-	661,501	309,582	79,762	272,157	64,526	32,231	16,358	4,408	1,256
31.12.2048	489	10.65	898,507	185,369	-	38,772	-	-	674,366	315,603	81,336	277,427	62,643	30,563	15,159	3,907	1,067
31.12.2049	418	9.10	781,583	161,247	-	38,772	-	-	581,564	272,172	69,981	239,411	51,485	24,535	11,893	2,932	767
31.12.2050	424	9.23	807,312	166,555	-	38,772	-	-	601,985	281,729	72,479	247,777	50,747	23,620	11,189	2,639	662
31.12.2051	306	6.67	594,122	122,572	-	38,772	-	-	432,778	202,540	52,358	177,880	34,697	15,774	7,303	1,647	396
31.12.2052	248	5.40	489,834	101,057	-	38,772	-	-	350,006	163,803	42,827	143,376	26,635	11,827	5,351	1,155	266
31.12.2053	207	4.50	415,694	85,761	-	38,772	1,749	10,397	279,016	130,579	36,934	111,502	19,727	8,556	3,783	781	172
31.12.2054	169	3.68	346,247	71,433	-	38,772	1,749	10,397	223,896	104,783	30,189	88,923	14,983	6,348	2,743	541	115
31.12.2055	169	3.68	352,550	72,734	-	38,772	1,749	10,397	228,899	107,125	30,802	90,972	14,599	6,041	2,551	482	98
סה"כ	17,067	372	25,118,835	5,182,222	-	1,475,453	251,165	31,191	18,178,815	7,909,462	2,206,065	8,063,292	3,774,153	2,865,481	2,295,179	1,652,782	1,313,754

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תשלומים ומחירי המכירה,

לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל, ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועד ההתאמה הראשון כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל עשוי להיות שונה מהותית מהערכת השותפות, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועד ההתאמה הראשון והכל בהתאם למנגנון ההתאמה כפי שנקבע בהסכם עם חברת החשמל.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות :

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

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

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,298,480	2,113,836	1,656,613	1,365,717	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,083,559	1,861,546	1,438,635	1,177,611
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,075,034	245,117	95,128	40,889	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,048,068	172,375	61,107	25,613
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,373,514	2,358,953	1,751,740	1,406,606	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,131,628	2,033,920	1,499,742	1,203,224
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,512,844	94,789	26,554	8,106	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,743,430	83,521	21,083	5,974
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,886,358	2,453,743	1,778,294	1,414,712	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,875,057	2,117,441	1,520,825	1,209,198



רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,274,790	2,157,441	1,700,410	1,406,231	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,122,461	1,797,889	1,381,194	1,127,613
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,042,031	264,433	106,413	46,879	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,672,814	140,907	51,090	22,323
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,316,822	2,421,874	1,806,823	1,453,110	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,795,276	1,938,796	1,432,284	1,149,935
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,464,919	102,701	30,212	9,603	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,291,476	94,104	22,591	6,167
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,781,741	2,524,574	1,837,035	1,462,712	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,086,751	2,032,900	1,454,875	1,156,102
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,277,781	2,202,112	1,743,279	1,445,189	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,169,952	1,725,009	1,318,487	1,074,326
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,975,327	277,375	115,386	52,099	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,287,162	116,575	44,314	20,412
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,253,108	2,479,487	1,858,665	1,497,288	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,457,113	1,841,585	1,362,801	1,094,738
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,433,446	112,412	34,764	11,533	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,718,731	99,108	22,937	6,111
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,686,554	2,591,899	1,893,429	1,508,822	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,175,845	1,940,693	1,385,739	1,100,848

להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI) ותעריף ייצור החשמל) ליום 31.12.2017 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי השותפות<sup>14</sup>:

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%					קיטון בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,381,531	2,020,384	1,563,120	1,279,987	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,369,373	2,013,902	1,558,167	1,276,101
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,103,202	198,309	71,268	29,495	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,103,210	198,315	71,273	29,500
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,484,732	2,218,692	1,634,388	1,309,481	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,472,583	2,212,216	1,629,440	1,305,600
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,067,791	2,297,790	1,654,837	1,315,405	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,055,641	2,291,314	1,649,890	1,311,524
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,563,120	2,082,241	1,605,222	1,311,118	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,039,229	1,891,621	1,471,897	1,210,501
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,254,096	211,569	75,662	31,041	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,893,027	179,564	65,037	27,311
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,817,215	2,293,809	1,680,883	1,342,159	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	5,932,257	2,071,185	1,536,934	1,237,811
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,702,185	84,825	21,884	6,312	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,123,385	220,129	112,956	73,713
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,519,400	2,378,634	1,702,767	1,348,471	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,055,641	2,291,314	1,649,890	1,311,524

<sup>14</sup> על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה- CPI, בנייתו הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות ליום 31.12.2017 (באלפי דולר), אשר  
בוצע על-ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					קטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,512,475	2,178,251	1,703,846	1,404,814	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,616,491	2,054,171	1,585,638	1,300,160
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,321,536	245,979	92,659	39,180	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,438,218	209,576	74,997	31,334
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,834,010	2,424,230	1,796,505	1,443,994	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	7,054,709	2,263,747	1,660,635	1,331,494
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,506,437	82,905	21,901	5,988	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,227,641	69,048	18,666	5,265
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,340,447	2,507,136	1,818,405	1,449,983	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,282,350	2,332,794	1,679,301	1,336,759

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

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי 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%
הפחתת מחיר בשיעור של 25%					הפחתת מחיר בשיעור של 0%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,441,591	2,050,700	1,585,499	1,296,863	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,309,935	1,983,823	1,535,944	1,259,329
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,103,222	198,314	71,269	29,493	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,103,186	198,308	71,271	29,500
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,544,813	2,249,013	1,656,768	1,326,356	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,413,121	2,182,131	1,607,214	1,288,829
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,127,871	2,328,110	1,677,217	1,332,279	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	7,996,179	2,261,228	1,627,664	1,294,753
תוספת מחיר בשיעור של 25%					תוספת מחיר בשיעור של 12.5%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	4,506,891	2,083,987	1,610,190	1,315,576	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,558,985	2,111,129	1,630,488	1,331,066
עתודות צפויות (Reserves Probable)	2,103,249	198,322	71,272	29,493	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,103,273	198,329	71,275	29,493
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,610,140	2,282,308	1,681,462	1,345,069	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	6,662,258	2,309,458	1,701,763	1,360,559
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,583,058	79,097	20,449	5,924
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,193,198	2,361,406	1,701,911	1,350,992	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	8,245,317	2,388,556	1,722,212	1,366,483

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

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

ה. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2015-2017.<sup>15</sup>

גז טבעי <sup>16</sup>			
שנת 2017 <sup>17</sup>	שנת 2016	שנת 2015	
97,659	103,028	91,648	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF) <sup>18</sup>
5.34	5.2	5.3	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) <sup>19</sup>
0.6	0.6	0.6	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.1	0.09	0.1	המדינה
0.15	0.14	0.14	צדדים שלישיים
0.37	0.4	0.4	בעלי עניין
4.12	3.97	4.06	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
-	-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
-	-	-	היטל רווחי נפט וגז

<sup>15</sup> יצוין, כי ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: יום 30 במרץ 2013) ועד 31.12.2017 סופקו ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ-40.2 BCM. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע ליום של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2016 – 31.12.2017) בכ- MMCF 917 (0.917 BCF).

<sup>16</sup> השיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד לספרה הקרובה אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>17</sup> נתוני ההפקה מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים וכוללים, בנוסף להחזקתה הישירה של השותפות בפרויקט תמר, גם את חלקה של השותפות בנתוני ההפקה של תמר פטרוליום החל מחודש יולי 2017.

<sup>18</sup> נתוני ההפקה בשנים 2015-2017 כוללים כ-6,298 MMCF וכ-2,687 MMCF, בהתאמה, של גז טבעי שסופקו ללקוחות ים תטיס, החל מחודש מאי 2013 ועד לחודש ספטמבר 2017, במסגרת מתווה מכירת גז טבעי מפרויקט תמר לפרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.4.4 (ה) לדוח התקופתי.

<sup>19</sup> 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) לדוח התקופתי.

4.12	3.97	4.06	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) <sup>20</sup>
3.44	3.2	2.8	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %) <sup>21</sup>

קונדנסט <sup>22</sup>			
שנת 2017 <sup>23</sup>	שנת 2016	שנת 2015	
129.4	140	124	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
47.1	38.1	47	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
5.28	4.2	5	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
0.83	0.68	0.84	המדינה
1.37	1	1.23	צדדים שלישיים
2.1	2.1	2.5	בעלי עניין
37.52	30.12	37.43	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
-	-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
37.52	30.12	37.43	היטל רווחי נפט וגז
3.5	3.3	2.9	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) <sup>24</sup>
			שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) <sup>25</sup>

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

<sup>20</sup> יודגש כי, נתוני ההפקה אינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ואת תשלומי המס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

<sup>21</sup> שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח או למועד תחילת הפקה, לפי המאוחר. שיעור האזילה האמור מחושב בסוף השנה ולא במהלכה.

<sup>22</sup> השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל למספר השלם הקרוב ביותר.

<sup>23</sup> ראו הערת שוליים 17 לעיל.

<sup>24</sup> ראה הערת שוליים 20 לעיל.

<sup>25</sup> כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

# ו. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2017, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

## ז. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 7.2.2018 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: אסי ברטפלד, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

---

אסי ברטפלד

## ח. מילון מונחים

**"חזקה"** – כמשמעותה בחוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן: **"חוק הנפט"**).

**"מאגר (Reservoir)"** – שכבה או שכבות של סלע המתאפיינות בנקבוביות וחדירות גבוהות יחסית, המאפשרות קיבולת וזרימה של נוזלים וגז. לעתים משמש גם לתיאור שדה של נפט ו/או גז.

**"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources Management 2007 System** – 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 שתתקן מעת לעת.

**"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 הענין).

**"נפט"** – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבוניים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

**"עתודות (Reserves)"** – מוגדרות על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט הצפויות להיות ברות הפקה על-ידי יישום של תוכנית פיתוח על הצטברויות שנתגלו מיום מסוים ואילך תחת תנאים מוגדרים. על עתודות לענות על ארבעה תנאים: (1) עליהן להתגלות; (2) ברות הפקה; (3) מסחריות; ו- (4) קיימות, בהתאם לפרויקט הפיתוח המיושם.

**"קונדנסט"** – פחמימנים הנמצאים במצב גזי בתנאי המאגר, אך הופכים נוזל במעבר מהמאגר לפני השטח.

**"רשיון"** – כמשמעו בחוק הנפט.

**"BCF"** – מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ- 0.0283 BCM.

**"BCM"** – מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

**"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



**השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:**

32.50%	Noble Energy Mediterranean Ltd.
28.75%	ישראל נגב 2, שותפות מוגבלת
22.00%	דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
9.25%	תמר פטרוליום בע"מ
4.00%	דור חיפוש גז - שותפות מוגבלת
3.50%	אורסט תשתיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

**דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ, השותף הכללי**

**בדלק קידוחים - שותפות מוגבלת**

ע"י יוסי אבו, מנכ"ל

ויוסי גבורה, משנה למנכ"ל

February 6, 2018

Delek Drilling Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzeliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Delek Drilling owns a 22 percent direct working interest and a 3.7 percent indirect working interest in these properties; this indirect working interest is through Delek Drilling's 40 percent ownership of Tamar Petroleum Ltd. Reserves in Tamar Southwest Field that extend into the Eran License have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Delek Drilling, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Delek Drilling's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the working interest reserves to the Delek Drilling interest in these properties, as of December 31, 2017, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,836.6	2,014.0	10.2	2.6
Probable	3,221.5	827.9	4.2	1.1
Proved + Probable (2P)	11,058.1	2,841.9	14.4	3.7
Possible	2,069.2	531.8	2.7	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	13,127.3	3,373.7	17.1	4.4

*Totals may not add because of rounding.*

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling interest in these properties, as of December 31, 2017, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	4,377.0	2,821.4	2,017.8	1,561.1	1,278.3
Probable	2,103.2	615.6	198.3	71.3	29.5
Proved + Probable (2P)	6,480.2	3,437.1	2,216.1	1,632.3	1,307.8
Possible	1,583.1	337.1	79.1	20.4	5.9
Proved + Probable + Possible (3P)	8,063.3	3,774.2	2,295.2	1,652.8	1,313.8

*Totals may not add because of rounding.*

February 6, 2018  
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2017, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,040.2	9.2	796.4	1.0	7,836.6	10.2
Probable	3,018.0	3.9	203.5	0.3	3,221.5	4.2
Proved + Probable (2P)	10,058.2	13.1	999.9	1.3	11,058.1	14.4
Possible	1,851.7	2.4	217.6	0.3	2,069.2	2.7
Proved + Probable + Possible (3P)	11,909.9	15.5	1,217.5	1.6	13,127.3	17.1

*Totals may not add because of rounding.*

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in thousands of United States dollars (M\$) or millions of United States dollars (MM\$). For your reference, the February 6, 2018, exchange rate was 3.48 Israeli New Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents Delek Drilling's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Delek Drilling. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volume. These contract prices are mainly derived from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, Power Generation Tariff, or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Delek Drilling. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Noble Energy Mediterranean Ltd. is the operator of the properties. Based on a review of the records provided to us and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Delek Drilling and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of

February 6, 2018

Page 3 of 4

expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Delek Drilling that are required for the above purpose, including workovers, new development wells, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Delek Drilling's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities; these estimates do not include any salvage value for the lease and well equipment. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Delek Drilling interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Delek Drilling receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with the current development plan as provided to us by Delek Drilling, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

February 6, 2018  
Page 4 of 4

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on June 20, 2017, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Delek Drilling, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Delek Drilling.


## QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.


This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**  
Texas Registered Engineering Firm F-2699

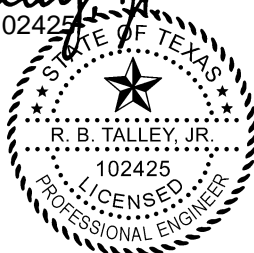
By: 


C.H. (Scott) Rees III, P.E.  
Chairman and Chief Executive Officer

By:   
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425  
Senior Vice President

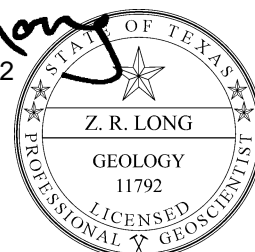
Date Signed: February 6, 2018

RBT:LNH



By:   
Zachary R. Long, P.G. 11792  
Vice President

Date Signed: February 6, 2018



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

### Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

### 1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

#### 1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

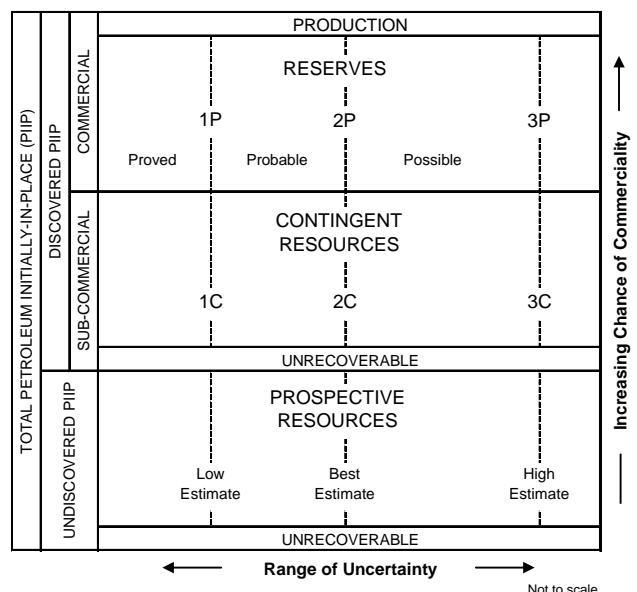


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

## **PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

**TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

**DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

**PRODUCTION** is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

**RESERVES** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

**CONTINGENT RESOURCES** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

**UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

**PROSPECTIVE RESOURCES** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

**UNRECOVERABLE** is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

### 1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

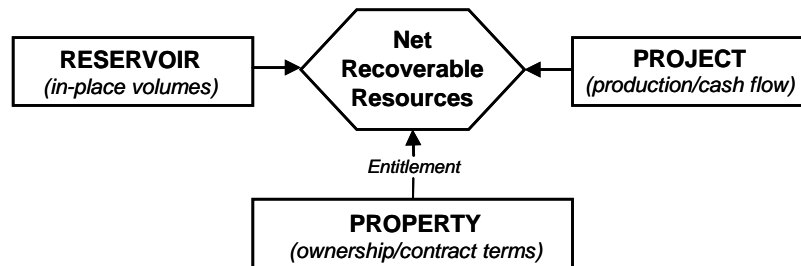


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

## 2.0 Classification and Categorization Guidelines

### 2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

#### 2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

#### 2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

### 2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

#### 2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

#### 2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

**Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes**

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Reserves</b>	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.	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	<p>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%.</p> <p>The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.</p>

## 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.	<p>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.</p> <p>The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>
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.	<p>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).</p> <p>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.</p>
<b>Contingent Resources</b>	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.	<p>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.</p> <p>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.</p>
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.	<p>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.</p> <p>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.</p>

## 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.
<b>Prospective Resources</b>	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
<b>Developed Reserves</b>	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
<b>Undeveloped Reserves</b>	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
<b>Proved Reserves</b>	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.	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive.</li> <li>• Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <p>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.</p>
<b>Probable Reserves</b>	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.	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

## 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
<b>Possible Reserves</b>	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	(See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.)	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at  
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED (1P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,396.5	64,560.6	40,996.0	10,264.1	115,820.7	25,138.3	-	38,771.8	381,665.7
12-31-2023	565,046.6	64,980.4	41,262.5	10,330.8	116,573.7	25,957.0	-	38,771.8	383,744.1
12-31-2024	571,910.0	65,769.7	41,763.7	10,456.3	117,989.7	-	-	38,771.8	415,148.6
12-31-2025	578,228.3	66,496.3	42,225.1	10,571.8	119,293.2	-	-	38,771.8	420,163.3
12-31-2026	584,727.9	67,243.7	42,699.8	10,690.7	120,634.1	-	-	38,771.8	425,322.0
12-31-2027	592,413.2	68,127.5	43,261.0	10,831.2	122,219.7	-	-	38,771.8	431,421.8
12-31-2028	600,525.6	69,060.4	43,853.4	10,979.5	123,893.3	-	-	38,771.8	437,860.5
12-31-2029	610,799.6	70,242.0	44,603.6	11,167.3	126,012.9	-	-	38,771.8	446,014.9
12-31-2030	627,772.9	72,193.9	45,843.1	11,477.7	129,514.7	-	-	38,771.8	459,486.5
12-31-2031	640,213.1	73,624.5	46,751.6	11,705.1	132,081.2	-	-	38,771.8	469,360.2
12-31-2032	657,860.3	75,653.9	48,040.2	12,027.8	135,721.9	25,957.0	-	38,771.8	457,409.6
12-31-2033	671,536.8	77,226.7	49,039.0	12,277.8	138,543.5	36,339.8	-	38,771.8	457,881.7
12-31-2034	688,765.5	79,208.0	50,297.1	12,592.8	142,097.9	-	-	38,771.8	507,895.8
12-31-2035	705,423.4	81,123.7	51,513.5	12,897.4	145,534.6	-	-	38,771.8	521,117.0
12-31-2036	721,951.6	83,024.4	52,720.5	13,199.6	148,944.5	51,914.0	-	38,771.8	482,321.3
12-31-2037	733,685.4	84,373.8	53,577.4	13,414.1	151,365.3	-	12,145.8	38,771.8	531,402.5
12-31-2038	419,525.4	48,245.4	30,635.8	7,670.2	86,551.5	-	12,145.8	38,771.8	282,056.3
12-31-2039	256,208.6	29,464.0	18,709.6	4,684.3	52,857.9	-	12,145.8	38,771.8	152,433.1
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	12,974,725.6	1,492,093.4	947,479.3	237,219.0	2,676,791.8	245,918.0	36,437.5	855,097.1	9,160,481.2

<sup>(1)</sup> Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED (1P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,734.1	311,399.9	303,895.2	296,908.2	290,381.9	284,267.9
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,734.2	325,642.2	302,661.2	282,261.5	264,054.7	247,724.4
12-31-2020	9.3	35,986.9	349,091.4	23.0	72,016.6	277,074.8	245,258.3	218,330.9	195,367.5	175,648.3
12-31-2021	29.5	105,131.8	251,055.6	23.0	54,989.1	196,066.5	165,287.9	140,452.4	120,215.7	103,578.4
12-31-2022	38.2	145,720.2	235,945.5	23.0	46,774.4	189,171.1	151,880.9	123,193.5	100,859.0	83,279.7
12-31-2023	45.2	173,266.5	210,477.6	23.0	42,802.8	167,674.8	128,211.4	99,267.7	77,737.3	61,513.6
12-31-2024	46.8	194,289.5	220,859.0	23.0	39,283.9	181,575.1	132,228.7	97,724.6	73,201.6	55,510.9
12-31-2025	46.8	196,636.4	223,526.9	23.0	40,115.1	183,411.8	127,206.0	89,739.2	64,297.4	46,727.0
12-31-2026	46.8	199,050.7	226,271.3	23.0	41,237.5	185,033.9	122,220.0	82,302.6	56,405.3	39,283.5
12-31-2027	46.8	201,905.4	229,516.4	23.0	44,629.1	184,887.3	116,307.8	74,761.3	49,009.2	32,710.4
12-31-2028	46.8	204,918.7	232,941.8	23.0	47,316.2	185,625.6	111,211.7	68,236.2	42,786.9	27,367.5
12-31-2029	46.8	208,735.0	237,279.9	23.0	48,569.2	188,710.7	107,676.2	63,063.9	37,824.3	23,185.3
12-31-2030	46.8	215,039.7	244,446.8	23.0	50,574.8	193,872.0	105,353.5	58,898.8	33,790.3	19,849.5
12-31-2031	46.8	219,660.6	249,699.6	23.0	52,541.8	197,157.8	102,037.2	54,451.9	29,880.9	16,821.6
12-31-2032	46.8	214,067.7	243,341.9	23.0	57,974.1	185,367.8	91,367.0	46,541.5	24,429.6	13,179.7
12-31-2033	46.8	214,288.6	243,593.1	23.0	60,291.8	183,301.2	86,046.1	41,838.8	21,006.3	10,860.7
12-31-2034	46.8	237,695.2	270,200.6	23.0	57,257.4	212,943.2	95,200.7	44,186.0	21,220.2	10,514.1
12-31-2035	46.8	243,882.8	277,234.2	23.0	58,875.1	218,359.1	92,973.4	41,190.7	18,921.7	8,984.6
12-31-2036	46.8	225,726.4	256,594.9	23.0	65,713.4	190,881.6	77,403.7	32,734.0	14,383.1	6,545.0
12-31-2037	46.8	248,696.4	282,706.2	23.0	56,200.8	226,505.3	87,475.6	35,311.9	14,841.3	6,472.1
12-31-2038	46.8	132,002.3	150,053.9	23.0	26,850.2	123,203.7	45,315.1	17,461.2	7,019.7	2,933.6
12-31-2039	46.8	71,338.7	81,094.4	23.0	11,939.8	69,154.6	24,224.3	8,910.0	3,426.2	1,372.2
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		3,688,039.6	5,472,441.6		1,095,421.5	4,377,020.1	2,821,441.8	2,017,766.6	1,561,060.0	1,278,330.0

<sup>(1)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-191.3	-22.0	-14.0	-3.5	-39.5	-25,957.0	-	-	25,805.2
12-31-2023	-192.5	-22.1	-14.1	-3.5	-39.7	-25,957.0	-	-	25,804.2
12-31-2024	-194.9	-22.4	-14.2	-3.6	-40.2	-	-	-	-154.7
12-31-2025	-197.0	-22.7	-14.4	-3.6	-40.6	-	-	-	-156.4
12-31-2026	-199.2	-22.9	-14.5	-3.6	-41.1	25,957.0	-	-	-26,115.1
12-31-2027	-201.8	-23.2	-14.7	-3.7	-41.6	25,957.0	-	-	-26,117.2
12-31-2028	-204.6	-23.5	-14.9	-3.7	-42.2	-	-	-	-162.4
12-31-2029	-208.1	-23.9	-15.2	-3.8	-42.9	-	-	-	-165.2
12-31-2030	-213.9	-24.6	-15.6	-3.9	-44.1	-	-	-	-169.8
12-31-2031	-218.1	-25.1	-15.9	-4.0	-45.0	-	-	-	-173.1
12-31-2032	-224.1	-25.8	-16.4	-4.1	-46.2	-25,957.0	-	-	25,779.1
12-31-2033	-228.8	-26.3	-16.7	-4.2	-47.2	-	-	-	-181.6
12-31-2034	-234.7	-27.0	-17.1	-4.3	-48.4	-	-	-	-186.3
12-31-2035	-240.3	-27.6	-17.6	-4.4	-49.6	25,957.0	-	-	-26,147.8
12-31-2036	-246.0	-28.3	-18.0	-4.5	-50.7	-51,914.0	-	-	51,718.8
12-31-2037	-250.0	-28.7	-18.3	-4.6	-51.6	-	-12,145.8	-	11,947.4
12-31-2038	327,607.7	37,674.9	23,923.6	5,989.7	67,588.2	-	-12,145.8	-	272,165.4
12-31-2039	505,961.2	58,185.5	36,947.8	9,250.6	104,383.9	-	-12,145.8	-	413,723.1
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	682,898.6	78,533.3	49,868.7	12,485.5	140,887.6	-	-	38,771.8	503,239.3
12-31-2044	678,464.0	78,023.4	49,544.8	12,404.5	139,972.7	-	-	38,771.8	499,719.6
12-31-2045	627,941.9	72,213.3	45,855.5	11,480.8	129,549.5	-	-	38,771.8	459,620.6
12-31-2046	522,982.9	60,143.0	38,190.8	9,561.8	107,895.6	-	-	38,771.8	376,315.5
12-31-2047	407,017.5	46,807.0	29,722.4	7,441.6	83,971.0	-	-	38,771.8	284,274.7
12-31-2048	317,006.7	36,455.8	23,149.4	5,795.9	65,401.1	-	-	38,771.8	212,833.9
12-31-2049	296,317.0	34,076.4	21,638.5	5,417.6	61,132.6	-	12,145.8	38,771.8	184,266.8
12-31-2050	185,650.2	21,349.8	13,557.1	3,394.3	38,301.2	-	12,145.8	38,771.8	96,431.5
12-31-2051	136,140.0	15,656.1	9,941.6	2,489.1	28,086.8	-	12,145.8	38,771.8	57,135.6
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7,057,522.5	811,615.1	515,375.6	129,033.8	1,456,024.5	-	-	465,261.1	5,136,236.9

<sup>(1)</sup> Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	-	23.0	4.3	-4.3	-4.2	-4.1	-4.0	-4.0
12-31-2019	-	-	-	23.0	4.3	-4.3	-4.0	-3.8	-3.5	-3.3
12-31-2020	9.3	-0.6	0.6	23.0	4.5	-3.9	-3.4	-3.1	-2.7	-2.5
12-31-2021	29.5	-1.5	1.5	23.0	4.7	-3.2	-2.7	-2.3	-2.0	-1.7
12-31-2022	38.5	11,306.1	14,499.1	23.0	-2,631.0	17,130.1	13,753.3	11,155.6	9,133.1	7,541.2
12-31-2023	45.6	13,684.5	12,119.7	23.0	-2,596.2	14,715.8	11,252.4	8,712.1	6,822.5	5,398.7
12-31-2024	46.8	-72.4	-82.3	23.0	1,164.5	-1,246.8	-907.9	-671.0	-502.6	-381.2
12-31-2025	46.8	-73.2	-83.2	23.0	1,164.3	-1,247.5	-865.2	-610.4	-437.3	-317.8
12-31-2026	46.8	-12,221.9	-13,893.2	23.0	3,958.1	-17,851.3	-11,791.3	-7,940.2	-5,441.8	-3,789.9
12-31-2027	46.8	-12,222.8	-13,894.3	23.0	3,358.7	-17,253.0	-10,853.4	-6,976.4	-4,573.4	-3,052.4
12-31-2028	46.8	-76.0	-86.4	23.0	-34.8	-51.6	-30.9	-19.0	-11.9	-7.6
12-31-2029	46.8	-77.3	-87.9	23.0	-35.1	-52.7	-30.1	-17.6	-10.6	-6.5
12-31-2030	46.8	-79.4	-90.3	23.0	-35.7	-54.6	-29.7	-16.6	-9.5	-5.6
12-31-2031	46.8	-81.0	-92.1	23.0	-36.1	-56.0	-29.0	-15.5	-8.5	-4.8
12-31-2032	46.8	12,064.6	13,714.5	23.0	-2,830.7	16,545.2	8,155.1	4,154.1	2,180.5	1,176.4
12-31-2033	46.8	-85.0	-96.6	23.0	233.6	-330.3	-155.0	-75.4	-37.8	-19.6
12-31-2034	46.8	-87.2	-99.1	23.0	113.1	-212.1	-94.8	-44.0	-21.1	-10.5
12-31-2035	46.8	-12,237.2	-13,910.6	23.0	2,906.5	-16,817.1	-7,160.4	-3,172.3	-1,457.3	-692.0
12-31-2036	46.8	24,204.4	27,514.4	23.0	-5,847.1	33,361.5	13,528.3	5,721.1	2,513.8	1,143.9
12-31-2037	46.8	5,591.4	6,356.0	23.0	5,401.6	954.4	368.6	148.8	62.5	27.3
12-31-2038	46.8	127,373.4	144,792.0	23.0	37,838.9	106,953.1	39,338.0	15,158.0	6,093.8	2,546.7
12-31-2039	46.8	193,622.4	220,100.7	23.0	54,805.0	165,295.7	57,901.7	21,297.0	8,189.5	3,279.9
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,229.9	221,189.0	73,791.2	25,907.7	9,529.3	3,657.5
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	73,089.1	226,467.7	71,954.5	24,114.5	8,484.1	3,120.7
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	71,109.6	248,393.4	75,162.7	24,044.7	8,091.8	2,852.3
12-31-2043	46.8	235,516.0	267,723.3	23.0	59,200.3	208,523.0	60,093.4	18,350.2	5,906.9	1,995.4
12-31-2044	46.8	233,868.8	265,850.8	23.0	59,467.6	206,383.2	56,644.5	16,510.8	5,083.7	1,645.8
12-31-2045	46.8	215,102.4	244,518.1	23.0	54,561.1	189,957.0	49,653.5	13,815.2	4,068.8	1,262.3
12-31-2046	46.8	176,115.7	200,199.9	23.0	44,866.5	155,333.4	38,669.6	10,270.1	2,893.2	860.2
12-31-2047	46.8	133,040.5	151,234.1	23.0	33,604.4	117,629.7	27,889.0	7,070.2	1,905.2	542.8
12-31-2048	46.8	99,606.3	113,227.6	23.0	24,508.0	88,719.7	20,033.0	4,847.8	1,249.5	341.2
12-31-2049	46.8	86,236.8	98,029.9	23.0	21,414.7	76,615.3	16,476.0	3,805.8	938.3	245.5
12-31-2050	46.8	45,129.9	51,301.6	23.0	10,667.1	40,634.4	8,322.3	1,835.0	432.7	108.5
12-31-2051	46.8	26,739.5	30,396.1	-	6,796.3	23,599.9	4,603.3	968.8	218.5	52.5
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		2,404,594.3	2,731,642.7		628,430.1	2,103,212.6	615,628.0	198,315.8	71,273.7	29,499.7

<sup>(1)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,205.2	64,538.6	40,982.0	10,260.6	115,781.2	-818.7	-	38,771.8	407,470.9
12-31-2023	564,854.1	64,958.2	41,248.5	10,327.3	116,534.0	-	-	38,771.8	409,548.3
12-31-2024	571,715.2	65,747.2	41,749.5	10,452.8	117,949.5	-	-	38,771.8	414,993.9
12-31-2025	578,031.3	66,473.6	42,210.7	10,568.2	119,252.6	-	-	38,771.8	420,007.0
12-31-2026	584,528.7	67,220.8	42,685.2	10,687.0	120,593.0	25,957.0	-	38,771.8	399,206.9
12-31-2027	592,211.4	68,104.3	43,246.2	10,827.5	122,178.0	25,957.0	-	38,771.8	405,304.6
12-31-2028	600,321.0	69,036.9	43,838.4	10,975.8	123,851.1	-	-	38,771.8	437,698.1
12-31-2029	610,591.5	70,218.0	44,588.4	11,163.5	125,970.0	-	-	38,771.8	445,849.8
12-31-2030	627,559.0	72,169.3	45,827.5	11,473.8	129,470.5	-	-	38,771.8	459,316.7
12-31-2031	639,995.0	73,599.4	46,735.6	11,701.1	132,036.2	-	-	38,771.8	469,187.1
12-31-2032	657,636.2	75,628.2	48,023.9	12,023.7	135,675.7	-	-	38,771.8	483,188.7
12-31-2033	671,308.0	77,200.4	49,022.3	12,273.6	138,496.3	36,339.8	-	38,771.8	457,700.1
12-31-2034	688,530.8	79,181.0	50,280.0	12,588.5	142,049.5	-	-	38,771.8	507,709.5
12-31-2035	705,183.0	81,096.0	51,496.0	12,893.0	145,485.0	25,957.0	-	38,771.8	494,969.2
12-31-2036	721,705.6	82,996.1	52,702.5	13,195.1	148,893.7	-	-	38,771.8	534,040.1
12-31-2037	733,435.4	84,345.1	53,559.1	13,409.5	151,313.7	-	-	38,771.8	543,350.0
12-31-2038	747,133.1	85,920.3	54,559.4	13,660.0	154,139.7	-	-	38,771.8	554,221.7
12-31-2039	762,169.8	87,649.5	55,657.4	13,934.9	157,241.8	-	-	38,771.8	566,156.2
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	822,898.6	94,333.3	59,868.7	14,985.5	169,247.5	-	-	38,771.8	603,239.3
12-31-2044	840,464.0	96,023.4	60,944.8	15,240.4	172,192.6	-	-	38,771.8	606,119.6
12-31-2045	858,241.9	97,713.3	62,065.5	15,490.8	175,260.6	-	-	38,771.8	609,206.6
12-31-2046	876,282.9	99,403.0	63,214.0	15,738.8	178,356.8	-	-	38,771.8	612,315.5
12-31-2047	894,517.5	101,093.0	64,362.4	15,984.6	181,470.0	-	-	38,771.8	615,447.7
12-31-2048	912,966.7	102,783.3	65,510.4	16,228.5	184,599.0	-	-	38,771.8	618,598.9
12-31-2049	931,631.0	104,473.6	66,657.9	16,470.5	187,736.0	-	12,145.8	38,771.8	184,266.8
12-31-2050	185,650.2	21,349.8	13,557.1	3,394.3	38,301.2	-	12,145.8	38,771.8	96,431.5
12-31-2051	136,140.0	15,656.1	9,941.6	2,489.1	28,086.8	-	12,145.8	38,771.8	57,135.6
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	20,032,248.1	2,303,708.5	1,462,854.9	366,252.8	4,132,816.2	245,918.0	36,437.5	1,320,358.2	14,296,718.2

<sup>(1)</sup> Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,738.4	311,395.6	303,891.0	296,904.0	290,377.9	284,264.0
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,738.6	325,637.8	302,657.1	282,257.7	264,051.2	247,721.1
12-31-2020	9.3	35,986.3	349,092.0	23.0	72,021.1	277,070.9	245,254.9	218,327.9	195,364.8	175,645.8
12-31-2021	29.5	105,130.4	251,057.1	23.0	54,993.8	196,063.3	165,285.1	140,450.1	120,213.7	103,576.7
12-31-2022	38.5	157,026.3	250,444.6	23.0	44,143.4	206,301.2	165,634.2	134,349.1	109,992.1	90,821.0
12-31-2023	45.6	186,951.0	222,597.3	23.0	40,206.7	182,390.6	139,463.8	107,979.9	84,559.9	66,912.3
12-31-2024	46.8	194,217.2	220,776.8	23.0	40,448.4	180,328.3	131,320.8	97,053.6	72,698.9	55,129.7
12-31-2025	46.8	196,563.3	223,443.7	23.0	41,279.4	182,164.3	126,340.8	89,128.8	63,860.1	46,409.2
12-31-2026	46.8	186,828.8	212,378.1	23.0	45,195.6	167,182.5	110,428.7	74,362.3	50,963.5	35,493.6
12-31-2027	46.8	189,682.6	215,622.1	23.0	47,987.8	167,634.3	105,454.4	67,784.8	44,435.8	29,657.9
12-31-2028	46.8	204,842.7	232,855.4	23.0	47,281.4	185,574.0	111,180.7	68,217.2	42,775.0	27,359.9
12-31-2029	46.8	208,657.7	237,192.1	23.0	48,534.1	188,658.0	107,646.1	63,046.3	37,813.8	23,178.8
12-31-2030	46.8	214,960.2	244,356.5	23.0	50,539.1	193,817.4	105,323.8	58,882.2	33,780.8	19,843.9
12-31-2031	46.8	219,579.5	249,607.5	23.0	52,505.7	197,101.8	102,008.2	54,436.4	29,872.4	16,816.8
12-31-2032	46.8	226,132.3	257,056.4	23.0	55,143.4	201,913.0	99,522.1	50,695.6	26,610.0	14,356.1
12-31-2033	46.8	214,203.7	243,496.5	23.0	60,525.5	182,971.0	85,891.1	41,763.4	20,968.4	10,841.1
12-31-2034	46.8	237,608.1	270,101.5	23.0	57,370.4	212,731.0	95,105.9	44,142.0	21,199.1	10,503.7
12-31-2035	46.8	231,645.6	263,323.6	23.0	61,781.6	201,542.0	85,812.9	38,018.4	17,464.4	8,292.7
12-31-2036	46.8	249,930.8	284,109.3	23.0	59,866.3	224,243.0	90,932.0	38,455.1	16,897.0	7,688.9
12-31-2037	46.8	254,287.8	289,062.2	23.0	61,602.5	227,459.7	87,844.2	35,460.7	14,903.8	6,499.4
12-31-2038	46.8	259,375.8	294,845.9	23.0	64,689.1	230,156.8	84,653.2	32,619.2	13,113.5	5,480.3
12-31-2039	46.8	264,961.1	301,195.1	23.0	66,744.8	234,450.3	82,126.0	30,207.0	11,615.7	4,652.2
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,229.9	221,189.0	73,791.2	25,907.7	9,529.3	3,657.5
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	73,089.1	226,467.7	71,954.5	24,114.5	8,484.1	3,120.7
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	71,109.6	248,393.4	75,162.7	24,044.7	8,091.8	2,852.3
12-31-2043	46.8	235,516.0	267,723.3	23.0	59,200.3	208,523.0	60,093.4	18,350.2	5,906.9	1,995.4
12-31-2044	46.8	233,868.8	265,850.8	23.0	59,467.6	206,383.2	56,644.5	16,510.8	5,083.7	1,645.8
12-31-2045	46.8	215,102.4	244,518.1	23.0	54,561.1	189,957.0	49,653.5	13,815.2	4,068.8	1,262.3
12-31-2046	46.8	176,115.7	200,199.9	23.0	44,866.5	155,333.4	38,669.6	10,270.1	2,893.2	860.2
12-31-2047	46.8	133,040.5	151,234.1	23.0	33,604.4	117,629.7	27,889.0	7,070.2	1,905.2	542.8
12-31-2048	46.8	99,606.3	113,227.6	23.0	24,508.0	88,719.7	20,033.0	4,847.8	1,249.5	341.2
12-31-2049	46.8	86,236.8	98,029.9	23.0	21,414.7	76,615.3	16,476.0	3,805.8	938.3	245.5
12-31-2050	46.8	45,129.9	51,301.6	23.0	10,667.1	40,634.4	8,322.3	1,835.0	432.7	108.5
12-31-2051	46.8	26,739.5	30,396.1	-	6,796.3	23,599.9	4,603.3	968.8	218.5	52.5
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		6,092,633.9	8,204,084.3		1,723,851.6	6,480,232.7	3,437,069.8	2,216,082.4	1,632,333.7	1,307,829.8

<sup>(1)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2043	137,429.9	15,804.4	10,035.8	2,512.7	28,352.9	-	-	-	109,077.0
12-31-2044	156,936.9	18,047.7	11,460.3	2,869.3	32,377.4	-	-	-	124,559.5
12-31-2045	222,808.2	25,622.9	16,270.6	4,073.6	45,967.2	-	-	-	176,841.1
12-31-2046	343,396.9	39,490.6	25,076.6	6,278.4	70,845.6	-	-	-	272,551.3
12-31-2047	475,280.2	54,657.2	34,707.3	8,689.6	98,054.2	-	-	-	377,226.0
12-31-2048	581,500.7	66,872.6	42,464.1	10,631.7	119,968.3	-	-	-	461,532.4
12-31-2049	485,266.0	55,805.6	35,436.6	8,872.2	100,114.3	-	-12,145.8	-	397,297.5
12-31-2050	621,661.9	71,491.1	45,396.9	11,365.9	128,253.9	-	-12,145.8	-	505,553.8
12-31-2051	594,121.8	68,324.0	43,385.7	10,862.4	122,572.2	-	-	38,771.8	432,777.8
12-31-2052	489,834.5	56,331.0	35,770.2	8,955.7	101,056.8	-	-	38,771.8	350,005.9
12-31-2053	415,694.3	47,804.8	30,356.1	7,600.2	85,761.1	-	12,145.8	38,771.8	279,015.6
12-31-2054	346,246.6	39,818.4	25,284.7	6,330.5	71,433.5	-	12,145.8	38,771.8	223,895.5
12-31-2055	352,550.1	40,543.3	25,745.0	6,445.7	72,734.0	-	12,145.8	38,771.8	228,898.6
Total	5,086,587.9	584,957.6	371,448.1	92,998.9	1,049,404.6	-	-	155,087.0	3,882,096.3

<sup>(1)</sup> Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	-	23.0	-111.4	111.4	108.7	106.2	103.9	101.7
12-31-2019	-	-	-	23.0	-111.4	111.4	103.5	96.5	90.3	84.7
12-31-2020	9.3	0.6	-0.6	23.0	-111.5	110.9	98.2	87.4	78.2	70.3
12-31-2021	29.5	1.5	-1.5	23.0	-111.7	110.3	93.0	79.0	67.6	58.3
12-31-2022	38.5	1.7	-1.7	23.0	-111.8	110.0	88.4	71.7	58.7	48.4
12-31-2023	45.6	1.0	-1.0	23.0	-111.6	110.6	84.6	65.5	51.3	40.6
12-31-2024	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	81.1	59.9	44.9	34.1
12-31-2025	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	77.3	54.5	39.0	28.4
12-31-2026	46.8	-	-	23.0	-111.4	111.4	73.6	49.5	34.0	23.6
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-55.7	55.7	35.0	22.5	14.8	9.9
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	80.2	-80.2	-35.9	-16.6	-8.0	-4.0
12-31-2035	46.8	-	-	23.0	80.2	-80.2	-34.2	-15.1	-7.0	-3.3
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-84.8	-35.9	-15.8	-7.2
12-31-2037	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-80.8	-32.6	-13.7	-6.0
12-31-2038	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-76.9	-29.6	-11.9	-5.0
12-31-2039	46.8	-	-	23.0	209.1	-209.1	-73.3	-26.9	-10.4	-4.2
12-31-2040	46.8	-	-	23.0	-206.3	206.3	68.8	24.2	8.9	3.4
12-31-2041	46.8	-	-	23.0	-201.3	201.3	63.9	21.4	7.5	2.8
12-31-2042	46.8	-	-	23.0	-201.3	201.3	60.9	19.5	6.6	2.3
12-31-2043	46.8	51,048.0	58,029.0	23.0	13,145.4	44,883.6	12,934.8	3,949.8	1,271.4	429.5
12-31-2044	46.8	58,293.9	66,265.7	23.0	15,157.2	51,108.4	14,027.4	4,088.7	1,258.9	407.6
12-31-2045	46.8	82,761.6	94,079.4	23.0	21,554.4	72,525.0	18,957.5	5,274.6	1,553.4	482.0
12-31-2046	46.8	127,554.0	144,997.3	23.0	33,349.4	111,647.9	27,794.3	7,381.7	2,079.5	618.3
12-31-2047	46.8	176,541.8	200,684.2	23.0	46,157.4	154,526.9	36,637.0	9,287.9	2,502.8	713.1
12-31-2048	46.8	215,997.2	245,535.2	23.0	56,828.0	188,707.2	42,610.3	10,311.3	2,657.7	725.7
12-31-2049	46.8	185,935.2	211,362.3	23.0	48,566.1	162,796.2	35,009.1	8,086.8	1,993.7	521.7
12-31-2050	46.8	236,599.2	268,954.6	23.0	61,812.3	207,142.3	42,424.5	9,354.2	2,205.9	553.2
12-31-2051	46.8	202,540.0	230,237.8	-	52,357.7	177,880.1	34,696.5	7,302.5	1,647.2	395.9
12-31-2052	46.8	163,802.7	186,203.1	23.0	42,826.7	143,376.4	26,634.6	5,350.9	1,154.5	265.9
12-31-2053	46.8	130,579.3	148,436.3	23.0	36,933.9	111,502.4	19,727.1	3,783.1	780.7	172.3
12-31-2054	46.8	104,783.1	119,112.4	23.0	30,189.4	88,923.0	14,983.2	2,742.7	541.4	114.5
12-31-2055	46.8	107,124.5	121,774.0	23.0	30,801.6	90,972.5	14,598.6	2,550.8	481.7	97.6
Total		1,816,825.9	2,065,270.4		482,212.2	1,583,058.2	337,082.9	79,097.3	20,449.3	5,923.7

<sup>(1)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2018	530,807.2	61,042.8	38,762.2	9,704.8	109,509.8	12,685.0	-	40,478.3	368,134.0
12-31-2019	552,950.4	63,589.3	40,379.2	10,109.7	114,078.2	10,042.8	-	40,453.0	388,376.4
12-31-2020	552,318.4	63,516.6	40,333.1	10,098.1	113,947.8	15,574.2	-	37,718.1	385,078.3
12-31-2021	550,659.0	63,325.8	40,211.9	10,067.8	113,605.4	42,309.9	-	38,556.1	356,187.5
12-31-2022	561,205.2	64,538.6	40,982.0	10,260.6	115,781.2	-818.7	-	38,771.8	407,470.9
12-31-2023	564,854.1	64,958.2	41,248.5	10,327.3	116,534.0	-	-	38,771.8	409,548.3
12-31-2024	571,715.2	65,747.2	41,749.5	10,452.8	117,949.5	-	-	38,771.8	414,993.9
12-31-2025	578,031.3	66,473.6	42,210.7	10,568.2	119,252.6	-	-	38,771.8	420,007.0
12-31-2026	584,528.7	67,220.8	42,685.2	10,687.0	120,593.0	25,957.0	-	38,771.8	399,206.9
12-31-2027	592,211.4	68,104.3	43,246.2	10,827.5	122,178.0	25,957.0	-	38,771.8	405,304.6
12-31-2028	600,321.0	69,036.9	43,838.4	10,975.8	123,851.1	-	-	38,771.8	437,698.1
12-31-2029	610,591.5	70,218.0	44,588.4	11,163.5	125,970.0	-	-	38,771.8	445,849.8
12-31-2030	627,559.0	72,169.3	45,827.5	11,473.8	129,470.5	-	-	38,771.8	459,316.7
12-31-2031	639,995.0	73,599.4	46,735.6	11,701.1	132,036.2	-	-	38,771.8	469,187.1
12-31-2032	657,636.2	75,628.2	48,023.9	12,023.7	135,675.7	-	-	38,771.8	483,188.7
12-31-2033	671,308.0	77,200.4	49,022.3	12,273.6	138,496.3	36,339.8	-	38,771.8	457,700.1
12-31-2034	688,530.8	79,181.0	50,280.0	12,588.5	142,049.5	-	-	38,771.8	507,709.5
12-31-2035	705,183.0	81,096.0	51,496.0	12,893.0	145,485.0	25,957.0	-	38,771.8	494,969.2
12-31-2036	721,705.6	82,996.1	52,702.5	13,195.1	148,893.7	-	-	38,771.8	534,040.1
12-31-2037	733,435.4	84,345.1	53,559.1	13,409.5	151,313.7	-	-	38,771.8	543,350.0
12-31-2038	747,133.1	85,920.3	54,559.4	13,660.0	154,139.7	-	-	38,771.8	554,221.7
12-31-2039	762,169.8	87,649.5	55,657.4	13,934.9	157,241.8	-	-	38,771.8	566,156.2
12-31-2040	776,457.8	89,292.6	56,700.8	14,196.1	160,189.6	25,957.0	-	38,771.8	551,539.4
12-31-2041	790,994.0	90,964.3	57,762.3	14,461.9	163,188.5	25,957.0	-	38,771.8	563,076.8
12-31-2042	805,528.3	92,635.8	58,823.7	14,727.6	166,187.1	-	-	38,771.8	600,569.5
12-31-2043	820,328.6	94,337.8	59,904.5	14,998.2	169,240.5	-	-	38,771.8	612,316.3
12-31-2044	835,400.9	96,071.1	61,005.1	15,273.8	172,350.0	-	-	38,771.8	624,279.1
12-31-2045	850,750.1	97,836.3	62,126.0	15,554.4	175,516.7	-	-	38,771.8	636,461.6
12-31-2046	866,379.8	99,633.7	63,267.4	15,840.2	178,741.2	-	-	38,771.8	648,866.8
12-31-2047	882,297.7	101,464.2	64,429.8	16,131.2	182,025.2	-	-	38,771.8	661,500.7
12-31-2048	898,507.4	103,328.4	65,613.5	16,427.6	185,369.4	-	-	38,771.8	674,366.3
12-31-2049	781,583.0	89,882.0	57,075.1	14,289.8	161,246.9	-	-	38,771.8	581,564.3
12-31-2050	807,312.1	92,840.9	58,954.0	14,760.2	166,555.1	-	-	38,771.8	601,985.3
12-31-2051	594,121.8	68,324.0	43,385.7	10,862.4	122,572.2	-	-	38,771.8	432,777.8
12-31-2052	489,834.5	56,331.0	35,770.2	8,955.7	101,056.8	-	-	38,771.8	350,005.9
12-31-2053	415,694.3	47,804.8	30,356.1	7,600.2	85,761.1	-	12,145.8	38,771.8	279,015.6
12-31-2054	346,246.6	39,818.4	25,284.7	6,330.5	71,433.5	-	12,145.8	38,771.8	223,895.5
12-31-2055	352,550.1	40,543.3	25,745.0	6,445.7	72,734.0	-	12,145.8	38,771.8	228,898.6
Total	25,118,836.0	2,888,666.1	1,834,303.0	459,251.7	5,182,220.8	245,918.0	36,437.5	1,475,445.2	18,178,814.5

<sup>(1)</sup> Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Delek Drilling's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2018	-	-	368,134.0	23.0	56,627.0	311,507.0	303,999.7	297,010.2	290,481.7	284,365.7
12-31-2019	-	-	388,376.4	23.0	62,627.2	325,749.2	302,760.7	282,354.3	264,141.5	247,805.8
12-31-2020	9.3	35,986.9	349,091.4	23.0	71,909.6	277,181.8	245,353.1	218,415.3	195,443.0	175,716.1
12-31-2021	29.5	105,131.8	251,055.6	23.0	54,882.1	196,173.6	165,378.1	140,529.1	120,281.3	103,634.9
12-31-2022	38.5	157,028.1	250,442.9	23.0	44,031.6	206,411.3	165,722.5	134,420.7	110,050.8	90,869.4
12-31-2023	45.6	186,952.1	222,596.3	23.0	40,095.1	182,501.2	139,548.3	108,045.3	84,611.2	66,952.8
12-31-2024	46.8	194,217.2	220,776.8	23.0	40,337.1	180,439.7	131,401.9	97,113.5	72,743.8	55,163.8
12-31-2025	46.8	196,563.3	223,443.7	23.0	41,168.0	182,275.7	126,418.0	89,183.3	63,899.1	46,437.6
12-31-2026	46.8	186,828.8	212,378.1	23.0	45,084.2	167,293.9	110,502.2	74,411.9	50,997.4	35,517.3
12-31-2027	46.8	189,682.6	215,622.1	23.0	47,932.1	167,690.0	105,489.4	67,807.3	44,450.6	29,667.8
12-31-2028	46.8	204,842.7	232,855.4	23.0	47,281.4	185,574.0	111,180.7	68,217.2	42,775.0	27,359.9
12-31-2029	46.8	208,657.7	237,192.1	23.0	48,534.1	188,658.0	107,646.1	63,046.3	37,813.8	23,178.8
12-31-2030	46.8	214,960.2	244,356.5	23.0	50,539.1	193,817.4	105,323.8	58,882.2	33,780.8	19,843.9
12-31-2031	46.8	219,579.5	249,607.5	23.0	52,505.7	197,101.8	102,008.2	54,436.4	29,872.4	16,816.8
12-31-2032	46.8	226,132.3	257,056.4	23.0	55,143.4	201,913.0	99,522.1	50,695.6	26,610.0	14,356.1
12-31-2033	46.8	214,203.7	243,496.5	23.0	60,525.5	182,971.0	85,891.1	41,763.4	20,968.4	10,841.1
12-31-2034	46.8	237,608.1	270,101.5	23.0	57,450.7	212,650.8	95,070.0	44,125.3	21,191.1	10,499.7
12-31-2035	46.8	231,645.6	263,323.6	23.0	61,861.9	201,461.8	85,778.8	38,003.2	17,457.4	8,289.4
12-31-2036	46.8	249,930.8	284,109.3	23.0	60,075.5	224,033.9	90,847.2	38,419.3	16,881.2	7,681.8
12-31-2037	46.8	254,287.8	289,062.2	23.0	61,811.6	227,250.6	87,763.4	35,428.1	14,890.1	6,493.4
12-31-2038	46.8	259,375.8	294,845.9	23.0	64,898.3	229,947.7	84,576.2	32,589.6	13,101.6	5,475.4
12-31-2039	46.8	264,961.1	301,195.1	23.0	66,954.0	234,241.1	82,052.8	30,180.1	11,605.4	4,648.0
12-31-2040	46.8	258,120.5	293,419.0	23.0	72,023.6	221,395.3	73,860.0	25,931.8	9,538.2	3,660.9
12-31-2041	46.8	263,519.9	299,556.8	23.0	72,887.9	226,669.0	72,018.4	24,135.9	8,491.7	3,123.4
12-31-2042	46.8	281,066.5	319,503.0	23.0	70,908.3	248,594.6	75,223.6	24,064.2	8,098.3	2,854.6
12-31-2043	46.8	286,564.0	325,752.3	23.0	72,345.7	253,406.6	73,028.2	22,300.0	7,178.3	2,424.9
12-31-2044	46.8	292,162.6	332,116.5	23.0	74,624.9	257,491.6	70,671.9	20,599.5	6,342.6	2,053.3
12-31-2045	46.8	297,864.0	338,597.6	23.0	76,115.5	262,482.1	68,611.0	19,089.8	5,622.2	1,744.3
12-31-2046	46.8	303,669.7	345,197.2	23.0	78,215.9	266,981.3	66,463.9	17,651.8	4,972.7	1,478.5
12-31-2047	46.8	309,582.3	351,918.4	23.0	79,761.8	272,156.6	64,526.0	16,358.2	4,407.9	1,255.9
12-31-2048	46.8	315,603.4	358,762.9	23.0	81,336.0	277,426.9	62,643.3	15,159.0	3,907.2	1,066.9
12-31-2049	46.8	272,172.1	309,392.2	23.0	69,980.7	239,411.4	51,485.2	11,892.6	2,932.0	767.2
12-31-2050	46.8	281,729.1	320,256.2	23.0	72,479.5	247,776.7	50,746.8	11,189.2	2,638.6	661.7
12-31-2051	46.8	202,540.0	230,237.8	-	52,357.7	177,880.1	34,696.5	7,302.5	1,647.2	395.9
12-31-2052	46.8	163,802.7	186,203.1	23.0	42,826.7	143,376.4	26,634.6	5,350.9	1,154.5	265.9
12-31-2053	46.8	130,579.3	148,436.3	23.0	36,933.9	111,502.4	19,727.1	3,783.1	780.7	172.3
12-31-2054	46.8	104,783.1	119,112.4	23.0	30,189.4	88,923.0	14,983.2	2,742.7	541.4	114.5
12-31-2055	46.8	107,124.5	121,774.0	23.0	30,801.6	90,972.5	14,598.6	2,550.8	481.7	97.6
Total		7,909,459.8	10,269,354.7		2,206,063.8	8,063,290.9	3,774,152.7	2,295,179.6	1,652,783.0	1,313,753.4

<sup>(1)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling and are its expected corporate income taxes per year.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA  
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Price Received Per Production Unit (\$/MCF)	Average Royalties Paid Per Production Unit (\$/MCF)	Average Production Costs Per Production Unit (\$/MCF)	Average Net Revenue Per Production Unit (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (Percent)
2017 <sup>(2)</sup>	98.40	5.36	0.85	0.37	4.14	3.4
2016	103.79	5.20	0.82	0.38	4.00	3.2
2015	92.30	5.35	0.85	0.45	4.05	2.8

Note: The per-production-unit (\$/MCF) estimates shown in this report are provided by Delek Drilling. These estimates are based on historical production data since January 2015 and include condensate revenue and costs.

<sup>(1)</sup> The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of the year.

<sup>(2)</sup> The 2017 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)</sup> (Feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate <sup>(2)</sup>	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	2,019,166	2,485,805	2,626,591	15,609	20,310	21,803	129	122	120	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,500,574	1,610,748	1,633,189	12,117	13,463	14,421	124	120	113	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,815,224	1,901,136	1,964,019	8,422	9,058	9,397	216	210	209	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity <sup>(3)</sup> (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</sup>			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.24	0.24	0.76	0.79	0.82	372	372	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

<sup>(4)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2017

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-feet)			Area (Acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)</sup> (Feet)			Net-to-Gross Ratio (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	300,301	333,668	367,035	2,204	2,449	2,694	136	136	136	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	142,476	156,724	947	1,052	1,157	135	135	135	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (Decimal)			Gas Saturation (Decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(2)</sup>			Gas Recovery Factor (Decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	0.24	0.24	0.84	0.87	0.89	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	372	372	372	0.62	0.67	0.72

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

February 6, 2018

Mr. Yossi Abu  
Delek Drilling Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzlia 4612001  
Israel

Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grants permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) to use our report dated February 6, 2018, to be filed with the Israel Securities Authority. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2017, to the Delek Drilling working interest, in certain gas properties in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. This working interest includes a 22 percent direct working interest and 3.7 percent indirect working interest through Delek Drilling's 40 percent ownership of Tamar Petroleum.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**

By:   
\_\_\_\_\_  
Danny D. Simmons, P.E.  
President and Chief Operating Officer

RBT:LNH