תמר פטרוליום בע"מ
("החברה")

5 במרץ, 2019

לכבוד:
רשות ניירות ערך
באמצעות מגנ"א

לכבוד:
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ
באמצעות מגנ"א

א.ג.נ.,

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

בהמשך לאמור בסעיף 7.2.15 לפרק תאור עסקי התאגיד הכלול בדוח התקופתי של החברה ליום 31.12.2017, כפי שפורסם ביום 21.03.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-021984) (להלן: "**הדוח התקופתי**") בדבר הערכת העתודות בפרויקט תמר, הכולל את מאגר תמר ומאגר תמר South-West (להלן: "**תמר SW**"), שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "**פרויקט תמר**" ו- "**חזקת תמר**", בהתאמה), מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, כדלקמן:

א. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה החברה מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן "**NSAI**" או "**המעריך**"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2018 (להלן "**דוח העתודות**"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגות כעתודות בהפקה (on production) הינן כמפורט להלן[1]:

[1] למיטב ידיעת החברה, ביצע 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 7.16.7(א) לדוח התקופתי. למיטב ידיעת החברה, לא קיים שוני מהותי בין אומדן משרד האנרגיה לבין אומדן העתודות הקודם שפורסם בדוח מיידי מיום 6.3.2018 (מס' אסמכתא 2018-01-018141) (להלן: "**דוח העתודות הקודם**").

קטגוריית עתודות	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (Net)[2]	
	מאגר תמר		מאגר תמר SW		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)			
	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	בגז טבעי BCF	בקונדנסט Milion Barrels
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	7,312.4	9.5	796.4	1.0	8,108.9	10.5	1,114.1	1.5
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,871.0	3.7	159.1	0.2	3,030.1	3.9	416.3	0.5
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	10,183.4	13.2	955.6	1.2	11,139.0	14.5	1,530.3	2.0
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2	339.1	0.4
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	12,549.5	16.3	1,057.8	1.4	13,607.3	17.7	1,869.5	2.4

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).

[2] בדוח העתודות לא צוין חלק החברה (Net) אלא חלק החברה (Gross). חלק החברה בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה, לבעלי ענין ולצדדים שלישיים. התמלוגים האמורים נלקחו לפי שיעורם המלא (קרי: למדינה- 12.5% מסך הכנסות החברה; לבעלי ענין ולצדדים שלישיים- 9.92% מהכנסות החברה בגין הזכויות שרכשה החברה מדלק קידוחים – שותפות מוגבלת (היינו: בגין 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות)). יצוין, כי התמלוגים האמורים יחושבו בפועל לפי שווי שוק בפי הבאר ועל כן בפועל הם עשויים להיות נמוכים מהשיעורים האמורים. שיעור התמלוג המשולם לקבוצת דלק בע"מ ולדלק תמלוגים (2012) בע"מ (להלן: "**בעלות התמלוג**") שהובא בחשבון בנתונים לעיל הינו 6.5% מההכנסות המיוחסות לזכויות אותן רכשה החברה מדלק קידוחים – שותפות מוגבלת, היינו שיעור התמלוג לאחר מועד החזר ההשקעה.

ב. בדוח העתודות ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן, ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות[3], 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, התשכ"ח – 1968 (להלן: "חוק 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. <u>נתוני תזרים מהוון</u>

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב, בין היתר, על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים הקיימים למכירת גז, אשר מבוססים על נוסחאות מחיר שונות הכוללות, בין היתר, הצמדה למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI), למחיר חבית מסוג ברנט או לתעריף ייצור החשמל[4]. יצוין כי שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב התאמת מחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם עם חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "**חברת החשמל**")[5], ושינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז[6]. 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 (להלן: "**מועד**

---

[3] לעניין תוכנית פיתוח עתידית של שדה תמר, ראו סעיף ג.(2) להלן.

[4] 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 המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

[5] בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר (בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם), אם אותו צד בדעה כי המחיר שנקבע בחוזה אינו מתאים עוד לחוזה ארוך טווח עם קונה עוגן לצריכת גז טבעי לשימוש בשוק הישראלי: בחלוף 8 שנים ו-11 שנים ממועד ההפעלה המסחרית (כהגדרתו בהסכם החל ביום 1.7.2013) מפרויקט תמר (קרי: 1.7.2021 ו- 1.7.2024). 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).

[6] התזרים המהוון חושב על בסיס המחיר החוזי שיחול החל מחודש ינואר 2018 ועד למועד ההתאמה הראשון, בהתאם לתיקון להסכם חברת החשמל (אם וככל שייחתם), כמפורט בדוח המיידי של החברה מיום 17.2.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-015015).

ההתאמה הראשון"), הונח כי תבוצע הפחתה בהיקף של 50% משיעור ההתאמה המירבי, קרי הפחתה של 12.5%. יצוין כי, בתזרים 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 בסעיפים ד.-ז. להלן. יובהר כי ניתוחי הרגישות האמורים (למעט ניתוח הרגישות האמור בסעיף ז. להלן) נעשו על בסיס הנחת הפחתת המחיר כאמור לעיל. עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי במחיר כתוצאה מהבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.21.1 לדוח התקופתי ובסעיף 9 לפרק א' לדוח רבעון שלישי לשנת 2018 שפורסם ביום 18.11.2018 (מס' אסמכתא 2018-01-104641). להערכת היועצים המשפטיים של החברה, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%. ככל שתתקבל החלטה סופית וחלוטה במסגרת קבלת התובענה הייצוגית האמורה (קרי, לאחר שתתקבל הבקשה לאישור תובענה ייצוגית (ככל שתתקבל) ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה (ככל שתתקבל), עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי החברה, לרבות על נתוני התזרים המהוון ועל המחירים בהם תמכור החברה, ביחד עם יתר שותפי תמר, גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה. הנתונים בדבר מחירי הגז כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי החברה[7]; (ב) תחזית הביקושים בשוק המקומי בישראל, בה נעשה שימוש לטובת הערכת היקף מכירות הגז הטבעי העתידי החזוי לשוק המקומי בישראל, בוצעה על ידי יועץ חיצוני .BDO Consulting Group; (ג) התזרים המהוון חושב על בסיס מחיר קונדנסט המבוסס על מחירי Brent Crude. לצורך חישוב מחיר ה-Brent נעשה שימוש בממוצע תחזיות מחירי נפט של צדדים שלישיים המספקים תחזית מחיר ארוכת טווח, ובהם ה- World Bank ואחרים, למחיר ה- NYMEX ICE Brent Crude והמותאם להבדלי איכות, עלויות הובלה ולמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור; (ד) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי החברה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, וכן הוצאות תקורה והנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות אלו מחולקות להוצאות ברמת השדה ולהוצאות ליחידת תפוקה, ואינן מתואמות לשינוי באינפלציה. עלויות התפעול שסופקו ל-NSAI על-ידי החברה נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר על ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים; (ה) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון הינן בסכום העולה על העלויות שאושרו על-ידי החברה 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, לקדיחת, פיתוח וחיבור בארות חדשות, הנחת תשתיות וציוד הפקה נוספים. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI נראות סבירות בעיניהם, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע נוסף שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ו) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי החברה בהתאם

---

7 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% לשנה; (2) מחיר חבית ברנט (Brent) של כ-67 דולר לחבית בשנת 2019, העולה לכ-80 דולר לחבית בשנת 2024, ולכ-92 דולר לחבית בשנת 2029, ועליה הדרגתית בשיעור ממוצע של כ-2.9% לשנה לאחר מכן; (3) תחזית תעריף ייצור החשמל המבוססת, בין היתר, על שער חליפין של ש"ח לדולר ועל תחזית עלות הדלקים המבוססת על מחיר הגז לחברת חשמל.

להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה; (ז) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין וכן השלכות המס בקשר עם רכישות הזכויות מדלק קידוחים – שותפות מוגבלת (להלן: "**דלק קידוחים**") ומ-Noble Energy Mediterranean Ltd. בהתאם להחלטות המיסוי שהתקבלו מרשות המיסים בקשר עם רכישות כאמור; (ח) קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריית העתודות המפורטות לעיל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו ששימש לצורך הערכת התזרים המהוון. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ט) בתזרים המהוון הונחו כמויות חזויות למכירה בכל אחת משנות הפרויקט בהתבסס על כושר ההפקה מהמאגרים[8] ותחזית היקף ההיצע והביקוש בשוק המקומי ובשווקי היצוא בכל אחת משנות הפרויקט[9]; (י) בחישוב התזרים המהוון הונחו הכנסות מייצוא גז לשווקים המקומיים במצרים ובירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- 40 BCM עד לשנת 2040, בין היתר, בהתבסס על הסכמים קיימים ועל תחזיות החברה לייצוא גז למצרים. בנוסף, הונח תשלום הוני על ידי שותפי תמר בקשר עם הזרמת גז טבעי בצינור EMG (ראו דוח מיידי של החברה מיום 27.9.2018 (מס' אסמכתא: 2018-01-086338); (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן החברה, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי החברה: למדינה בשיעור של 11.5% מכלל הכנסות החברה, ולבעלי עניין ולצדדים שלישיים בשיעור של 9.13% מהכנסות החברה בגין הזכויות שרכשה החברה מדלק קידוחים (קרי בגין 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות). נכון למועד פרסום דוח זה, שותפי תמר נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי החברה למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות, ואין כל וודאות כי החברה תצליח במשא ומתן ו/או בהליכים משפטיים לקביעת שיעור תמלוגים נמוך יותר בעתיד. לפרטים נוספים בעניין, ראו סעיף 7.18 לדוח התקופתי; (יב) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על החברה בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן החברה, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי מיזם תמר לרשות המסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט. יצוין כי, נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ההשגה והערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר לפי סעיף 13(ב) לחוק, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל וכן לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז; (יג) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל, ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי החברה החל

---

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

9 יצוין, כי במהלך שנת 2018, נמכר על ידי שותפי תמר גז טבעי בכמות של כ-10.3 BCM לשוק המקומי ולייצוא וכן כ- 477 אלפי חביות קונדנסט.

מיום 1.1.2019 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיופקו החל מיום 1.1.2019. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2019 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2018 לא נכללו בתזרים המהוון.

<u>יצוין כי התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון ליום 31.12.2017 (להלן: "**התזרים המהוון הקודם**") מהסיבות העיקריות הבאות:</u>

1. לאור עדכון תחזיות תעריף ייצור החשמל, מדד המחירים לצרכן האמריקאי ומחיר חבית מסוג ברנט, עודכנו תחזיות מחירי המכירה (גז טבעי וקונדנסט) הרלבנטיים הצמודים להם.
2. לאור עדכון תחזית ההוצאות של המיזם, לרבות עדכון תחזית ההוצאות ההוניות של המיזם הנובעת בעיקר מעדכון תחזית תוכנית הפיתוח העתידית של שדה תמר, לרבות שינויים במועדי קידוח בארות עתידיות ושינוי באומדני העלויות בגינן, לצד הוספת צינור הולכה שלישי משדה תמר לפלטפורמת תמר, אשר ההשקעות בגינו צפויות להתבצע בין השנים 2025-2026 בהתאם לקטגוריית עתודות מוכחות וצפויות (2P) בתקציב משוער של כ-370 מיליוני דולר (ב-100%) ושאינו מותאם לשינוי אינפלציה, ואשר יאפשר את הגדלת יכולת אספקת הגז מפרויקט תמר לכ-1.2 BCF ליום (כ-12 BCM לשנה), בהפקה מקסימאלית. יצוין כי צינור הולכה שלישי כאמור, שבנייתו והנחתו טרם אושרו סופית על-ידי שותפי תמר, יאפשר, בכפוף להשקעות נלוות, ביצוע הרחבות נוספות של קיבולת אספקת הגז מפרויקט תמר אף מעבר להפקה מקסימאלית של 12 BCM לשנה.
3. לאור עדכון תחזית הכמויות שעתידות להמכר, הנובע מ: (1) עדכון תמהיל תחזית הכמויות שעתידות להימכר בין שוק מקומי לבין ייצוא לרבות לייצוא למצרים, כמפורט לעיל. (2) יכולת ההפקה המשתנה, בין היתר, נוכח הנחה של הוספת צינור הולכה שלישי כמפורט בסעיף קטן 3 לעיל.
4. לעניין שינויים שחלו ביחס לכמות העתודות המשויכות לנכס הנפט ראו סעיף ח להלן.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2018 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק החברה, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100%) מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2019	478	10.40	342,898	56,724	-	28,612	20,149	-	237,413	-	36,260	201,153	196,306	191,792	187,577	183,627
31.12.2020	478	10.40	335,823	55,553	-	26,534	41,279	-	212,457	3,681	33,965	174,811	162,475	151,525	141,750	132,983
31.12.2021	478	10.40	340,892	56,392	-	25,957	135	-	258,408	68,862	19,042	170,504	150,924	134,354	120,222	108,088
31.12.2022	478	10.40	341,932	56,564	-	26,019	48,527	-	210,822	73,451	18,799	118,572	99,958	84,938	72,700	62,639
31.12.2023	478	10.40	345,721	57,191	-	26,019	45,339	-	217,172	88,546	15,951	112,675	90,464	73,377	60,074	49,603
31.12.2024	478	10.40	348,856	57,709	-	26,019	-	-	265,128	122,329	7,330	135,469	103,585	80,201	62,806	49,698
31.12.2025	477	10.40	349,927	57,886	-	26,019	-	-	266,022	124,498	7,061	134,463	97,920	72,368	54,208	41,108
31.12.2026	477	10.40	353,628	58,498	-	26,019	-	-	269,111	125,943	7,439	135,729	94,134	66,408	47,581	34,579
31.12.2027	534	11.65	405,645	67,103	-	26,019	-	-	312,523	146,260	13,910	152,353	100,632	67,766	46,442	32,345
31.12.2028	536	11.65	410,288	67,872	-	26,019	-	-	316,397	148,074	24,371	143,952	90,556	58,209	38,158	25,468
31.12.2029	534	11.65	412,530	68,242	-	26,020	-	-	318,268	148,949	24,628	144,691	86,687	53,188	33,351	21,332
31.12.2030	534	11.65	422,180	69,839	-	26,020	-	-	326,321	152,719	26,115	147,487	84,155	49,288	29,562	18,121
31.12.2031	534	11.65	434,213	71,829	-	26,020	-	-	336,364	157,418	28,941	150,005	81,515	45,572	26,145	15,358
31.12.2032	536	11.65	449,774	74,403	-	26,020	-	-	349,351	163,496	30,506	155,349	80,399	42,905	23,544	13,254
31.12.2033	534	11.65	462,937	76,581	-	26,020	33,835	-	326,501	152,803	36,223	137,475	67,761	34,517	18,118	9,775

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100%) מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2034	525	11.43	462,351	76,484	-	26,020	-	-	359,847	168,409	33,350	158,088	74,211	36,084	18,117	9,367
31.12.2035	439	9.56	392,539	64,935	-	26,020	-	-	301,584	141,141	27,842	132,601	59,282	27,515	13,214	6,547
31.12.2036	285	6.22	258,685	42,793	-	26,020	-	-	189,872	88,860	17,069	83,943	35,741	15,835	7,274	3,454
31.12.2037	285	6.20	261,442	43,249	-	26,020	-	-	192,173	89,937	17,366	84,870	34,416	14,554	6,395	2,910
31.12.2038	281	6.11	261,056	43,185	-	26,020	-	-	191,851	89,787	17,405	84,659	32,695	13,198	5,547	2,419
31.12.2039	271	5.90	255,009	42,185	-	26,020	-	-	186,804	87,425	16,966	82,413	30,312	11,680	4,696	1,962
31.12.2040	261	5.69	248,453	41,100	-	26,020	-	-	181,333	84,864	16,482	79,987	28,019	10,306	3,963	1,587
31.12.2041	181	3.95	174,482	28,863	-	26,020	-	-	119,599	55,972	10,437	53,190	17,745	6,230	2,292	880
31.12.2042	151	3.28	146,720	24,271	-	26,020	-	-	96,429	45,129	8,180	43,120	13,700	4,591	1,615	594
31.12.2043	111	2.41	108,969	18,026	-	26,020	-	-	64,923	30,384	5,081	29,458	8,914	2,852	960	338
31.12.2044	91	1.98	90,829	15,025	-	26,020	-	10,661	39,123	18,310	5,523	15,290	4,407	1,346	433	146
31.12.2045	58	1.27	59,018	9,763	-	26,020	-	10,661	12,574	5,885	2,889	3,800	1,043	304	94	30
31.12.2046	39	0.85	39,878	6,597	-	26,020	-	10,661	(3,400)	(1,591)	1,300	(3,109)	(813)	(226)	(67)	(21)
31.12.2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	10,542	229.6	8,516,675	1,408,862	-	731,596	189,264	31,983	6,154,970	2,581,541	510,431	3,062,998	1,927,143	1,350,677	1,026,771	828,191

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
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[10]	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2019	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2020	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2021	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	(49,061)	-	49,061	19,797	(4,553)	33,817	28,508	24,225	20,735	17,865
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	(45,339)	-	45,339	24,891	(5,022)	25,470	20,449	16,587	13,580	11,213
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,752	1,728	(3,480)	(2,661)	(2,060)	(1,613)	(1,277)
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	16,918	-	(16,918)	(7,917)	3,952	(12,953)	(9,432)	(6,971)	(5,222)	(3,960)
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	77,482	-	(77,482)	(36,262)	10,467	(51,687)	(35,848)	(25,290)	(18,120)	(13,168)
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	27	18	12	9
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	25	16	11	7
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	24	15	9	6
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	23	13	8	5
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	22	12	7	4
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40)	40	21	11	6	3
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	(33,835)	-	33,835	15,835	(4,385)	22,385	11,034	5,620	2,950	1,592
31.12.2034	10	0.21	8,381	1,386	-	-	-	-	6,995	3,273	(537)	4,259	1,999	972	488	252
31.12.2035	95	2.08	85,329	14,115	-	-	-	-	71,214	33,328	7,321	30,565	13,665	6,342	3,046	1,509
31.12.2036	250	5.46	226,938	37,541	-		33,835		155,562	72,803	25,427	57,332	24,411	10,815	4,968	2,359

[10] 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).

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
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[10]	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2037	250	5.44	229,357	37,941	-	-	-	-	191,416	89,582	23,422	78,412	31,796	13,447	5,908	2,689
31.12.2038	254	5.53	236,314	39,092	-	-	-	-	197,222	92,300	24,132	80,790	31,201	12,595	5,294	2,308
31.12.2039	263	5.74	247,813	40,995	-	-	32,143	-	174,675	81,748	28,766	64,161	23,599	9,093	3,656	1,528
31.12.2040	275	5.98	261,233	43,214	-	-	-	-	218,019	102,033	25,938	90,048	31,543	11,602	4,461	1,787
31.12.2041	353	7.69	339,993	56,243	-	-	-	-	283,750	132,795	33,980	116,975	39,024	13,701	5,040	1,934
31.12.2042	316	6.88	307,802	50,918	-	-	-	-	256,884	120,222	30,692	105,970	33,669	11,284	3,970	1,460
31.12.2043	325	7.09	320,896	53,084	-	-	-	-	267,812	125,336	32,030	110,446	33,420	10,691	3,598	1,268
31.12.2044	331	7.22	330,756	54,715	-	-	-	(10,661)	286,702	134,177	31,110	121,415	34,990	10,685	3,439	1,162
31.12.2045	299	6.52	302,180	49,988	-	-	-	(10,661)	262,853	123,015	28,193	111,645	30,642	8,932	2,750	890
31.12.2046	238	5.18	243,075	40,211	-	-	-	(10,661)	213,525	99,930	22,158	91,437	23,901	6,650	1,959	608
31.12.2047	241	5.24	248,899	41,174	-	26,020	-	-	181,705	85,038	21,494	75,173	18,714	4,970	1,400	416
31.12.2048	195	4.25	204,259	33,789	-	26,020	-	11,383	133,067	62,275	18,161	52,631	12,478	3,163	852	243
31.12.2049	150	3.26	158,498	26,219	-	26,020	-	11,383	94,876	44,402	13,488	36,986	8,352	2,021	521	142
31.12.2050	94	2.05	100,995	16,707	-	26,020	-	11,383	46,885	21,942	8,355	16,588	3,567	824	203	53
31.12.2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
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[10]	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	3,939	85.8	3,852,718	637,332	-	104,080	32,143	2,166	3,076,997	1,442,295	376,077	1,258,625	409,163	149,983	63,916	32,907

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2019	478	10.40	342,898	56,724	-	28,612	20,149	-	237,413	-	36,260	201,153	196,306	191,792	187,577	183,627
31.12.2020	478	10.40	335,823	55,553	-	26,534	41,279	-	212,457	3,681	33,965	174,811	162,475	151,525	141,750	132,983
31.12.2021	478	10.40	340,892	56,392	-	25,957	135	-	258,408	68,862	19,042	170,504	150,924	134,354	120,222	108,088
31.12.2022	478	10.40	341,932	56,564	-	26,019	(534)	-	259,883	93,248	14,246	152,389	128,466	109,163	93,435	80,504
31.12.2023	478	10.40	345,721	57,191	-	26,019	-	-	262,511	113,437	10,929	138,145	110,913	89,964	73,654	60,816
31.12.2024	478	10.40	348,856	57,709	-	26,019	-	-	265,128	124,081	9,058	131,989	100,924	78,141	61,193	48,421
31.12.2025	477	10.40	349,927	57,886	-	26,019	16,918	-	249,104	116,581	11,013	121,510	88,488	65,397	48,986	37,148
31.12.2026	477	10.40	353,628	58,498	-	26,019	77,482	-	191,629	89,681	17,906	84,042	58,286	41,118	29,461	21,411
31.12.2027	534	11.65	405,645	67,103	-	26,019	-	-	312,523	146,260	13,870	152,393	100,659	67,784	46,454	32,354
31.12.2028	536	11.65	410,288	67,872	-	26,019	-	-	316,397	148,074	24,331	143,992	90,581	58,225	38,169	25,475
31.12.2029	534	11.65	412,530	68,242	-	26,020	-	-	318,268	148,949	24,588	144,731	86,711	53,203	33,360	21,338
31.12.2030	534	11.65	422,180	69,839	-	26,020	-	-	326,321	152,719	26,075	147,527	84,178	49,301	29,570	18,126
31.12.2031	534	11.65	434,213	71,829	-	26,020	-	-	336,364	157,418	28,901	150,045	81,537	45,584	26,152	15,362
31.12.2032	536	11.65	449,774	74,403	-	26,020	-	-	349,351	163,496	30,466	155,389	80,420	42,916	23,550	13,257
31.12.2033	534	11.65	462,937	76,581	-	26,020	-	-	360,336	168,638	31,838	159,860	78,795	40,137	21,068	11,367
31.12.2034	535	11.64	470,732	77,870	-	26,020	-	-	366,842	171,682	32,813	162,347	76,210	37,056	18,605	9,619

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2035	534	11.64	477,868	79,050	-	26,020	-	-	372,798	174,469	35,163	163,166	72,947	33,857	16,260	8,056
31.12.2036	535	11.68	485,623	80,334	-	26,020	33,835	-	345,434	161,663	42,496	141,275	60,152	26,650	12,242	5,813
31.12.2037	535	11.64	490,799	81,190	-	26,020	-	-	383,589	179,519	40,788	163,282	66,212	28,001	12,303	5,599
31.12.2038	535	11.64	497,370	82,277	-	26,020	-	-	389,073	182,087	41,537	165,449	63,896	25,793	10,841	4,727
31.12.2039	534	11.64	502,822	83,180	-	26,020	32,143	-	361,479	169,173	45,732	146,574	53,911	20,773	8,352	3,490
31.12.2040	536	11.67	509,686	84,314	-	26,020	-	-	399,352	186,897	42,420	170,035	59,562	21,908	8,424	3,374
31.12.2041	534	11.64	514,475	85,106	-	26,020	-	-	403,349	188,767	44,417	170,165	56,769	19,931	7,332	2,814
31.12.2042	467	10.16	454,522	75,189	-	26,020	-	-	353,313	165,351	38,872	149,090	47,369	15,875	5,585	2,054
31.12.2043	436	9.50	429,865	71,110	-	26,020	-	-	332,735	155,720	37,111	139,904	42,334	13,543	4,558	1,606
31.12.2044	422	9.20	421,585	69,740	-	26,020	-	-	325,825	152,487	36,633	136,705	39,397	12,031	3,872	1,308
31.12.2045	357	7.79	361,198	59,751	-	26,020	-	-	275,427	128,900	31,082	115,445	31,685	9,236	2,844	920
31.12.2046	277	6.03	282,953	46,808	-	26,020	-	-	210,125	98,339	23,458	88,328	23,088	6,424	1,892	587
31.12.2047	241	5.24	248,899	41,174	-	26,020	-	-	181,705	85,038	21,494	75,173	18,714	4,970	1,400	416
31.12.2048	195	4.25	204,259	33,789	-	26,020	-	11,383	133,067	62,275	18,161	52,631	12,478	3,163	852	243
31.12.2049	150	3.26	158,498	26,219	-	26,020	-	11,383	94,876	44,402	13,488	36,986	8,352	2,021	521	142

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2050	94	2.05	100,995	16,707	-	26,020	-	11,383	46,885	21,942	8,355	16,588	3,567	824	203	53
31.12.2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	**14,481**	**315.4**	**12,369,393**	**2,046,194**	**-**	**835,676**	**221,407**	**34,149**	**9,231,967**	**4,023,836**	**886,508**	**4,321,623**	**2,336,306**	**1,500,660**	**1,090,687**	**861,098**

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	(33)	(6)	-	-	-	-	(27)	(13)	(3)	(11)	(8)	(5)	(3)	(2)
31.12.2028	-	-	39	7	-	-	-	-	32	15	4	13	8	5	4	2
31.12.2029	-	-	(35)	(6)	-	-	-	-	(29)	(14)	(4)	(11)	(7)	(4)	(3)	(2)
31.12.2030	-	-	(35)	(6)	-	-	-	-	(29)	(14)	(4)	(11)	(7)	(4)	(2)	(1)
31.12.2031	-	-	(36)	(6)	-	-	-	-	(30)	(14)	(4)	(12)	(7)	(4)	(2)	(1)
31.12.2032	-	-	43	7	-	-	-	-	36	17	4	15	8	4	2	1
31.12.2033	-	-	(39)	(6)	-	-	-	-	(33)	(15)	(4)	(14)	(7)	(3)	(2)	(1)
31.12.2034	-	-	(39)	(6)	-	-	-	-	(33)	(15)	(4)	(14)	(6)	(3)	(2)	(1)
31.12.2035	-	-	(39)	(7)	-	-	-	-	(32)	(15)	(4)	(13)	(6)	(3)	(1)	(1)
31.12.2036	-	-	47	8	-	-	(33,835)	-	33,874	15,853	(3,637)	21,658	9,222	4,086	1,877	891
31.12.2037	-	-	(42)	(7)	-	-	-	-	(35)	(16)	774	(793)	(321)	(136)	(60)	(27)

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2038	-	-	(41)	(7)	-	-	-	-	(34)	(16)	774	(792)	(306)	(124)	(52)	(23)
31.12.2039	-	-	(42)	(7)	-	-	(32,143)	-	32,108	15,027	(2,686)	19,767	7,271	2,802	1,126	471
31.12.2040	-	-	49	8	-	-	33,835	-	(33,794)	(15,816)	5,165	(23,143)	(8,107)	(2,982)	(1,147)	(459)
31.12.2041	-	-	(44)	(7)	-	-	-	-	(37)	(17)	735	(755)	(252)	(88)	(32)	(12)
31.12.2042	68	1.48	66,162	10,945	-	-	-	-	55,217	25,842	7,496	21,879	6,952	2,330	820	301
31.12.2043	99	2.15	97,147	16,070	-	-	32,143	-	48,934	22,901	14,120	11,913	3,605	1,153	388	137
31.12.2044	114	2.48	113,385	18,757	-	-	-	-	94,628	44,286	11,579	38,763	11,171	3,411	1,098	371
31.12.2045	177	3.87	178,694	29,560	-	-	-	-	149,134	69,795	18,248	61,091	16,767	4,887	1,505	487
31.12.2046	258	5.63	263,493	43,588	-	-	-	-	219,905	102,916	26,908	90,081	23,547	6,551	1,930	599
31.12.2047	294	6.40	304,181	50,319	-	-	-	-	253,862	118,808	30,284	104,770	26,082	6,927	1,951	580
31.12.2048	341	7.43	357,167	59,084	-	-	-	(11,383)	309,466	144,830	34,470	130,166	30,861	7,824	2,108	601
31.12.2049	384	8.38	408,086	67,507	-	-	-	(11,383)	351,962	164,718	39,670	147,574	33,322	8,064	2,078	568
31.12.2050	360	7.86	387,235	64,058	-	-	-	(11,383)	334,560	156,574	36,801	141,185	30,362	7,013	1,729	452
31.12.2051	390	8.50	423,551	70,065	-	26,020	-	-	327,466	153,254	39,329	134,883	27,625	6,091	1,436	360
31.12.2052	324	7.08	357,232	59,095	-	26,020	-	-	272,117	127,351	33,296	111,470	21,743	4,576	1,032	248
31.12.2053	228	4.96	253,089	41,867	-	26,020	-	11,383	173,819	81,347	23,887	68,585	12,741	2,560	552	127

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2054	124	2.69	139,054	23,003	-	26,020	-	11,383	78,648	36,808	12,242	29,598	5,237	1,004	207	46
31.12.2055	48	1.04	54,340	8,989	-	26,020	-	11,383	7,948	3,719	3,591	638	107	20	4	1
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	**3,209**	**70.0**	**3,402,569**	**562,866**	**-**	**130,100**	**-**	**-**	**2,709,603**	**1,268,096**	**333,027**	**1,108,480**	**257,597**	**65,952**	**18,541**	**5,713**

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2019	478	10.40	342,898	56,724	-	28,612	20,149	-	237,413	-	36,260	201,153	196,306	191,792	187,577	183,627
31.12.2020	478	10.40	335,823	55,553	-	26,534	41,279	-	212,457	3,681	33,965	174,811	162,475	151,525	141,750	132,983
31.12.2021	478	10.40	340,892	56,392	-	25,957	135	-	258,408	68,862	19,042	170,504	150,924	134,354	120,222	108,088
31.12.2022	478	10.40	341,932	56,564	-	26,019	(534)	-	259,883	93,248	14,246	152,389	128,466	109,163	93,435	80,504
31.12.2023	478	10.40	345,721	57,191	-	26,019	-	-	262,511	113,437	10,929	138,145	110,913	89,964	73,654	60,816
31.12.2024	478	10.40	348,856	57,709	-	26,019	-	-	265,128	124,081	9,058	131,989	100,924	78,141	61,193	48,421
31.12.2025	477	10.40	349,927	57,886	-	26,019	16,918	-	249,104	116,581	11,013	121,510	88,488	65,397	48,986	37,148
31.12.2026	477	10.40	353,628	58,498	-	26,019	77,482	-	191,629	89,681	17,906	84,042	58,286	41,118	29,461	21,411
31.12.2027	534	11.65	405,612	67,097	-	26,019	-	-	312,496	146,247	13,867	152,382	100,651	67,779	46,451	32,352
31.12.2028	536	11.65	410,327	67,879	-	26,019	-	-	316,429	148,089	24,335	144,005	90,589	58,230	38,173	25,477
31.12.2029	534	11.65	412,495	68,236	-	26,020	-	-	318,239	148,935	24,584	144,720	86,704	53,199	33,357	21,336
31.12.2030	534	11.65	422,145	69,833	-	26,020	-	-	326,292	152,705	26,071	147,516	84,171	49,297	29,568	18,125
31.12.2031	534	11.65	434,177	71,823	-	26,020	-	-	336,334	157,404	28,897	150,033	81,530	45,580	26,150	15,361
31.12.2032	536	11.65	449,817	74,410	-	26,020	-	-	349,387	163,513	30,470	155,404	80,428	42,920	23,552	13,258
31.12.2033	534	11.65	462,898	76,575	-	26,020	-	-	360,303	168,623	31,834	159,846	78,788	40,134	21,066	11,366
31.12.2034	535	11.64	470,693	77,864	-	26,020	-	-	366,809	171,667	32,809	162,333	76,204	37,053	18,603	9,618
31.12.2035	534	11.64	477,829	79,043	-	26,020	-	-	372,766	174,454	35,159	163,153	72,941	33,854	16,259	8,055
31.12.2036	535	11.68	485,670	80,342	-	26,020	-	-	379,308	177,516	38,859	162,933	69,374	30,736	14,119	6,704

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2037	535	11.64	490,757	81,183	-	26,020	-	-	383,554	179,503	41,562	162,489	65,891	27,865	12,243	5,572
31.12.2038	535	11.64	497,329	82,270	-	26,020	-	-	389,039	182,071	42,311	164,657	63,590	25,669	10,789	4,704
31.12.2039	534	11.64	502,780	83,173	-	26,020	-	-	393,587	184,200	43,046	166,341	61,182	23,575	9,478	3,961
31.12.2040	536	11.67	509,735	84,322	-	26,020	33,835	-	365,558	171,081	47,585	146,892	51,455	18,926	7,277	2,915
31.12.2041	534	11.64	514,431	85,099	-	26,020	-	-	403,312	188,750	45,152	169,410	56,517	19,843	7,300	2,802
31.12.2042	535	11.64	520,684	86,134	-	26,020	-	-	408,530	191,193	46,368	170,969	54,321	18,205	6,405	2,355
31.12.2043	535	11.65	527,012	87,180	-	26,020	32,143	-	381,669	178,621	51,231	151,817	45,939	14,696	4,946	1,743
31.12.2044	536	11.68	534,970	88,497	-	26,020	-	-	420,453	196,773	48,212	175,468	50,568	15,442	4,970	1,679
31.12.2045	534	11.66	539,892	89,311	-	26,020	-	-	424,561	198,695	49,330	176,536	48,452	14,123	4,349	1,407
31.12.2046	535	11.66	546,446	90,396	-	26,020	-	-	430,030	201,255	50,366	178,409	46,635	12,975	3,822	1,186
31.12.2047	535	11.64	553,080	91,493	-	26,020	-	-	435,567	203,846	51,778	179,943	44,796	11,897	3,351	996
31.12.2048	536	11.68	561,426	92,873	-	26,020	-	-	442,533	207,105	52,631	182,797	43,339	10,987	2,960	844
31.12.2049	534	11.64	566,584	93,726	-	26,020	-	-	446,838	209,120	53,158	184,560	41,674	10,085	2,599	710
31.12.2050	454	9.91	488,230	80,765	-	26,020	-	-	381,445	178,516	45,156	157,773	33,929	7,837	1,932	505
31.12.2051	390	8.50	423,551	70,065	-	26,020	-	-	327,466	153,254	39,329	134,883	27,625	6,091	1,436	360
31.12.2052	324	7.08	357,232	59,095	-	26,020	-	-	272,117	127,351	33,296	111,470	21,743	4,576	1,032	248
31.12.2053	228	4.96	253,089	41,867	-	26,020	-	11,383	173,819	81,347	23,887	68,585	12,741	2,560	552	127
31.12.2054	124	2.69	139,054	23,003	-	26,020	-	11,383	78,648	36,808	12,242	29,598	5,237	1,004	207	46

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2055	48	1.04	54,340	8,989	-	26,020	-	11,383	7,948	3,719	3,591	638	107	20	4	1
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	17,690	385.4	15,771,962	2,609,060	-	965,776	221,407	34,149	11,941,570	5,291,932	1,219,535	5,430,103	2,593,903	1,566,612	1,109,228	866,811

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

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

ד. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז[11]) ליום 31.12.2018 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					**קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%**				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	3,338,615	1,456,932	1,103,776	888,211	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,784,555	1,239,822	944,733	762,882
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,390,607	164,467	69,253	34,943	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,127,525	136,257	59,262	31,486
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,729,222	1,621,399	1,173,029	923,154	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,912,080	1,376,079	1,003,995	794,368
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,224,809	72,536	20,319	6,229	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	992,158	59,369	16,765	5,197
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,954,031	1,693,935	1,193,348	929,383	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,904,238	1,435,448	1,020,760	799,565
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					**קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%**				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,479,026	1,512,089	1,144,108	919,888	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,646,927	1,184,989	904,031	730,351
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,456,812	171,886	72,079	36,100	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,062,070	129,540	57,080	30,912
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,935,838	1,683,975	1,216,187	955,988	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,708,997	1,314,529	961,111	761,263
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,282,972	75,828	21,207	6,487	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	933,995	56,077	15,877	4,939
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,218,810	1,759,803	1,237,394	962,475	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,642,992	1,370,606	976,988	766,202

[11] רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות הנדרשת לצורך הגדלת כמות הגז השנתית הנמכרת או הקטנתה.

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,616,449	1,564,316	1,181,578	948,788
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,523,056	179,369	74,975	37,329
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	5,139,505	1,743,685	1,256,553	986,117
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,341,135	79,119	22,095	6,745
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,480,640	1,822,804	1,278,648	992,862

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,508,567	1,128,992	862,115	696,612
עתודות צפויות (Probable Reserves)	996,828	122,988	55,040	30,458
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,505,395	1,251,980	917,155	727,070
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	875,833	52,785	14,989	4,681
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,381,228	1,304,765	932,144	731,751

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,096,727	1,444,197	1,108,000	897,465
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,219,851	164,844	71,707	36,555
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,316,578	1,609,041	1,179,707	934,020
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,076,804	76,452	22,795	7,300
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,393,382	1,685,493	1,202,502	941,320

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,794,189	1,233,919	938,781	757,461
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,129,058	135,661	58,895	31,236
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,923,247	1,369,580	997,676	788,697
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	992,165	58,915	16,610	5,146
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,915,412	1,428,495	1,014,286	793,843

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,083,097	1,482,660	1,144,688	930,282	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,648,151	1,173,106	892,903	720,403
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,207,969	174,415	77,160	39,382	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,063,687	128,828	56,594	30,548
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,291,066	1,657,075	1,221,848	969,664	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,711,838	1,301,934	949,497	750,951
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,061,641	83,527	25,986	8,621	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	934,005	55,624	15,721	4,888
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,352,707	1,740,602	1,247,834	978,285	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,645,843	1,357,558	965,218	755,839
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					**קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%**				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,082,381	1,519,986	1,180,100	962,075	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,503,879	1,113,454	847,999	684,181
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,186,061	182,710	82,447	42,348	עתודות צפויות (Probable Reserves)	998,446	122,082	54,362	29,917
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,268,442	1,702,696	1,262,547	1,004,423	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,502,325	1,235,536	902,361	714,098
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,047,372	90,959	29,521	10,161	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	875,845	52,332	14,833	4,630
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,315,814	1,793,655	1,292,068	1,014,584	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,378,170	1,287,868	917,194	718,728

ה. 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 31.12.2018 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי החברה[12]:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהווון של 0%	שווי נוכחי בהווון של 10%	שווי נוכחי בהווון של 15%	שווי נוכחי בהווון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהווון של 0%	שווי נוכחי בהווון של 10%	שווי נוכחי בהווון של 15%	שווי נוכחי בהווון של 20%
גידול בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%					**קיטון בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%**				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	3,063,972	1,350,380	1,026,162	827,383	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,057,792	1,347,078	1,023,660	825,449
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,258,622	149,987	63,920	32,913	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,258,633	150,001	63,933	32,926
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,322,594	1,500,367	1,090,082	860,296	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,316,425	1,497,079	1,087,593	858,375
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,484	65,952	18,542	5,713	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,484	65,952	18,542	5,713
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,431,078	1,566,319	1,108,624	866,009	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,424,909	1,563,031	1,106,135	864,088
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					**קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%**				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	3,117,268	1,381,883	1,052,123	849,540	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,029,960	1,334,571	1,014,665	818,696
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,258,655	149,913	63,824	32,805	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,258,637	150,027	63,964	32,957
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,375,923	1,531,796	1,115,947	882,345	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,288,597	1,484,598	1,078,629	851,653
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,483	65,952	18,542	5,713	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,485	65,953	18,542	5,713
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible)	5,484,406	1,597,748	1,134,489	888,058	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible)	5,397,082	1,550,551	1,097,171	857,366

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

ו. להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה החברה ליום 31.12.2018 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					**קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%**				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	3,115,780	1,407,483	1,073,632	867,066	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,171,397	1,297,314	977,270	785,568
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,243,346	151,921	64,850	33,244	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,270,857	145,858	62,434	32,534
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,359,126	1,559,404	1,138,482	900,310	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,442,254	1,443,172	1,039,704	818,102
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,103,078	67,442	19,093	5,901	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	869,986	55,017	15,943	5,056
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,462,204	1,626,846	1,157,575	906,211	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,312,240	1,498,189	1,055,647	823,158

ז. <u>להלן ניתוח רגישות להתאמת המחיר שנקבע בהסכם עם חברת החשמל ליום 31.12.2018 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:</u>

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
הפחתת מחיר בשיעור של 0%					**הפחתת מחיר בשיעור של 25%**				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	3,110,069	1,375,332	1,045,303	842,407	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,013,082	1,322,766	1,004,974	810,756
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,258,642	149,933	63,851	32,837	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,258,685	150,102	64,041	33,034
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	4,368,711	1,525,265	1,109,154	875,244	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	4,271,767	1,472,868	1,069,015	843,790
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,483	65,952	18,542	5,713	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,108,484	65,952	18,542	5,713
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,477,194	1,591,217	1,127,696	880,957	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,380,251	1,538,820	1,087,557	849,503

ח. <u>התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויכות לנכס הנפט</u>

ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם, כפי שפורט בדוח המיידי מיום 6.3.2018 (אסמכתא: 2018-01-018141) נובעים מהפקה של כ-BCF 364 וכ-477 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה מהמאגר במהלך שנת 2018, וכן מעידכון מיפוי המאגר, אשר הצביע על עלייה בכמות העתודות בפרויקט תמר, כדלקמן:

ביחס לדוח העתודות הקודם, כמות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט הכוללת בחזקת תמר עלתה בקטגוריית עתודות מוכחות (1P) בכ-3.5% (מכ-TCF 7.8 וכ-10.2 מיליון חביות קונדנסט בדוח הקודם לכ-TCF 8.1 וכ-10.5 מיליון חביות קונדנסט בדוח העתודות הנוכחי); בקטגוריית עתודות מוכחות וצפויות (2P) בכ- 0.7% (מכ- TCF 11 וכ- 14.4 מיליון חביות קונדנסט בדוח הקודם, לכ-TCF 11.1 וכ-14.5 מיליון חביות קונדנסט בדוח העתודות הנוכחי); ובקטגוריית עתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) בכ- 3.7% (מכ-TCF 13.1 ו-17.1 מיליון חביות קונדנסט בדוח העתודות לכ-TCF 13.6 ו-17.7 מיליון חביות קונדנסט בדוח העתודות הנוכחי).

ט. <u>נתוני הפקה</u>

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בשנים 2016-2018[13].

גז טבעי[15,14]				
		שנת 2016	שנת 2017	שנת 2018
סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב-MMCF)		30,496	31,732	55,881
מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל- MCF)[16]		5.38	5.41	5.49
תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל- MCF)	המדינה	0.60	0.61	0.61
	צדדים שלישיים	0.10	0.10	0.06
	בעלי עניין	0.14	0.15	0.21
עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל- MCF)		0.38	0.37	0.39

---

13 יצוין, כי ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: יום 30 במרץ 2013) ועד ליום 31.12.2018 סופק ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ-50.5 BCM. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע ליום של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2017 –31.12.2018) לכ-968 MMCF (0.968 BCF). נתוני ההפקה לשנת 2018 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

14 השיעור המשוייך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

15 עד ליום 14.3.2018 הנתונים מחושבים לפי שיעור אחזקה של 9.25% (בהנחה שהחברה החזיקה בזכויות האמורות בכל התקופה האמורה), והחל מיום 14.3.2018 הנתונים מחושבים לפי שיעור אחזקה של 16.75%.

16 המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של החברה הכולל את מתווה מכירת גז טבעי בין פרויקט תמר ופרויקט ים תטיס, כמפורט בסעיף 7.2.9 לדוח התקופתי.

גז טבעי[15,14]			
	שנת 2016	שנת 2017	שנת 2018
תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל- MCF)	4.16	4.18	4.22
היטל רווחי נפט וגז	-	-	-
תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)	4.16	4.18	4.22
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %)[17]	3.2	3.4	3.3

קונדנסט[19,18]				
		שנת 2016	שנת 2017	שנת 2018
סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)		41.4	42.1	73.2
מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)		38.1	47.5	63.4
תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)	המדינה	4.2	5.3	7.1
	צדדים שלישיים	0.7	0.8	0.7
	בעלי עניין	1.0	1.4	2.3
עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)		2.1	2.0	2.1
תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)		30.1	38	51.2
היטל רווחי נפט וגז		-	-	-
תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)		30.1	38	51.2
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %)[20]		3.3	3.5	3.3

17 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.

18 השיעור המשוייך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית.

19 ראו הערת שוליים 15.

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

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

י. <u>חוות דעת של המעריך</u>

מצורף לדוח זה כ**<u>נספח א'</u>** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2018, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

יא. <u>הצהרת הנהלה</u>

(1) תאריך ההצהרה: 5 במרץ 2019;

(2) ציון שם התאגיד: תמר פטרוליום בע"מ;

(3) המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: רן אפרתי, יו"ר הדירקטוריון;

(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 החברה;

(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 החברה;

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

_____

רן אפרתי

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 שתתוקן 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 (הידרוקרבונים) 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:

MMCF	BCF	BCM
35310.7	35.3107	1
BCM	**MMCF**	**BCF**
0.0283	1000	1
BCM	**BCF**	**MMCF**
0.00003	0.001	1

<u>השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:</u>

Noble Energy Mediterranean Ltd.	25.00%
ישראמקו נגב 2, שותפות מוגבלת	28.75%
דלק קידוחים - שותפות מוגבלת	22.00%
תמר פטרוליום בע"מ	16.75%
דור חיפושי גז - שותפות מוגבלת	4.00%
אוורסט תשתיות - שותפות מוגבלת	3.50%

בכבוד רב,

תמר פטרוליום בע"מ

ע"י ליעמי ויסמן, מנכ"ל

ויובל רייקין, סמנכ"ל כספים

נספח א'

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
WORLDWIDE PETROLEUM CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY • GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

EXECUTIVE COMMITTEE
ROBERT C. BARG, MIKE K. NORTON, P. SCOTT FROST, DAN PAUL SMITH, JOHN G. HATTNER, JOSEPH J. SPELLMAN, J. CARTER HENSON, JR., DANIEL T. WALKER

CHAIRMAN & CEO
C.H. (SCOTT) REES III
PRESIDENT & COO
DANNY D. SIMMONS
EXECUTIVE VP
G. LANCE BINDER

March 4, 2019

Tamar Petroleum Ltd.
11 Galgalei Haplada Street
Herzelia 4672211
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, 2018, to the Tamar Petroleum Ltd. (Tamar Petroleum) working interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Tamar Petroleum owns a 16.75 percent direct interest in these properties. Reserves in Tamar Southwest Field that extend into the Eran License have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Tamar Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Tamar Petroleum'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 Tamar Petroleum interest in these properties, as of December 31, 2018, to be:

	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
Category	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	8,108.9	1,358.2	10.5	1.8
Probable	3,030.1	507.5	3.9	0.7
Proved + Probable (2P)	11,139.0	1,865.8	14.5	2.4
Possible	2,468.3	413.4	3.2	0.5
Proved + Probable + Possible (3P)	13,607.3	2,279.2	17.7	3.0

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 Tamar Petroleum interest in these properties, as of December 31, 2018, to be:

	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM$)				
Category	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	3,063.0	1,927.1	1,350.7	1,026.8	828.2
Probable	1,258.6	409.2	150.0	63.9	32.9
Proved + Probable (2P)	4,321.6	2,336.3	1,500.7	1,090.7	861.1
Possible	1,108.5	257.6	66.0	18.5	5.7
Proved + Probable + Possible (3P)	5,430.1	2,593.9	1,566.6	1,109.2	866.8

Totals may not add because of rounding.

2100 ROSS AVENUE, SUITE 2200 • DALLAS, TEXAS 75201 • PH: 214-969-5401 • FAX: 214-969-5411
1301 MCKINNEY STREET, SUITE 3200 • HOUSTON, TEXAS 77010 • PH: 713-654-4950 • FAX: 713-654-4951
info@nsai-petro.com
netherlandsewell.com

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2018, to be:

	Tamar		Tamar Southwest		Total	
Category	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,312.4	9.5	796.4	1.0	8,108.9	10.5
Probable	2,871.0	3.7	159.1	0.2	3,030.1	3.9
Proved + Probable (2P)	10,183.4	13.2	955.6	1.2	11,139.0	14.5
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	12,549.5	16.3	1,057.8	1.4	13,607.3	17.7

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars ($), thousands of United States dollars (M$), or millions of United States dollars (MM$). For reference, the March 4, 2019, exchange rate was 3.63 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 Tamar Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Tamar Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Tamar Petroleum'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 Tamar Petroleum's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Tamar Petroleum. 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, the Power Generation Tariff, or an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Tamar Petroleum. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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 Tamar Petroleum and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Tamar Petroleum that are required for the above purpose, including workovers, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Tamar Petroleum'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 Tamar Petroleum 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 Tamar Petroleum 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 Tamar Petroleum, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. The near-term gas sales forecasts used in this report were provided by Tamar Petroleum. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain

parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on November 14, 2018, by Mr. Yuval Raikin, Chief Financial Officer of Tamar Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Noble Energy Mediterranean Ltd., Tamar Petroleum, 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 Tamar Petroleum.

QUALIFICATIONS

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

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

Sincerely,

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

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

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

Date Signed: March 4, 2019

RBT:MAG

STATE OF TEXAS
R. B. TALLEY, JR.
102425
LICENSED
PROFESSIONAL ENGINEER

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

Date Signed: March 4, 2019

STATE OF TEXAS
Z. R. LONG
GEOLOGY
11792
LICENSED
PROFESSIONAL GEOSCIENTIST

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

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

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

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

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

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c, which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

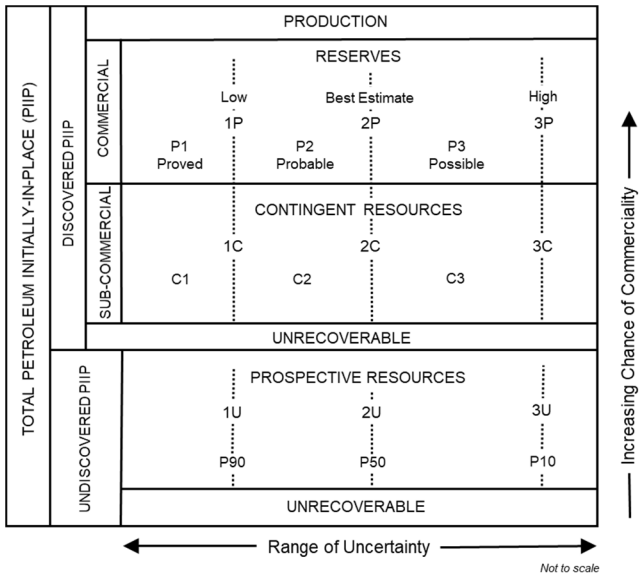

Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

A. **Total Petroleum Initially-In-Place** (PIIP) is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.

B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.

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

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

A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.

2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.

3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.

C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

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

E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.

B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

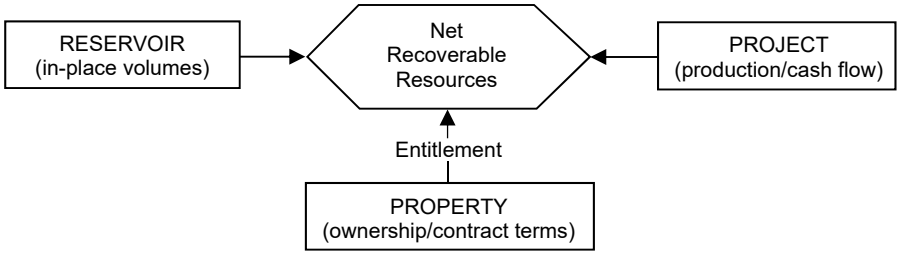

Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

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

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO2) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

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

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

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status. To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented. To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class). The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status. The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status. The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.
Development Unclarified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development. This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects. In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area. Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources. In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M$)	Royalties State (M$)	Royalties Interested Party (M$)	Royalties Third Party (M$)	Royalties Total (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses[1] (M$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)
12-31-2019	342,898.0	39,433.3	13,828.1	3,462.1	56,723.5	20,148.7	-	28,611.9	237,413.8
12-31-2020	335,823.2	38,619.7	13,542.8	3,390.7	55,553.2	41,278.7	-	26,534.2	212,457.1
12-31-2021	340,891.6	39,202.5	13,747.2	3,441.9	56,391.6	135.3	-	25,957.2	258,407.5
12-31-2022	341,931.9	39,322.2	13,789.2	3,452.4	56,563.7	48,527.2	-	26,019.7	210,821.4
12-31-2023	345,721.0	39,757.9	13,942.0	3,490.6	57,190.5	45,338.9	-	26,019.7	217,171.9
12-31-2024	348,855.6	40,118.4	14,068.4	3,522.3	57,709.1	-	-	26,019.7	265,126.9
12-31-2025	349,927.4	40,241.7	14,111.6	3,533.1	57,886.4	-	-	26,019.7	266,021.4
12-31-2026	353,627.7	40,667.2	14,260.8	3,570.5	58,498.5	-	-	26,019.7	269,109.5
12-31-2027	405,645.2	46,649.2	16,358.6	4,095.7	67,103.4	-	-	26,019.7	312,522.1
12-31-2028	410,288.4	47,183.2	16,545.8	4,142.5	67,871.5	-	-	26,019.7	316,397.2
12-31-2029	412,530.0	47,440.9	16,636.2	4,165.2	68,242.3	-	-	26,019.7	318,268.0
12-31-2030	422,180.2	48,550.7	17,025.4	4,262.6	69,838.7	-	-	26,019.7	326,321.8
12-31-2031	434,213.0	49,934.5	17,510.6	4,384.1	71,829.2	-	-	26,019.7	336,364.1
12-31-2032	449,773.7	51,724.0	18,138.1	4,541.2	74,403.3	-	-	26,019.7	349,350.7
12-31-2033	462,936.9	53,237.7	18,669.0	4,674.1	76,580.8	33,835.0	-	26,019.7	326,501.4
12-31-2034	462,350.9	53,170.4	18,645.3	4,668.2	76,483.9	-	-	26,019.7	359,847.3
12-31-2035	392,539.2	45,142.0	15,830.0	3,963.3	64,935.4	-	-	26,019.7	301,584.1
12-31-2036	258,685.1	29,748.8	10,432.1	2,611.9	42,792.7	-	-	26,019.7	189,872.7
12-31-2037	261,442.0	30,065.8	10,543.2	2,639.7	43,248.8	-	-	26,019.7	192,173.5
12-31-2038	261,056.4	30,021.5	10,527.7	2,635.8	43,185.0	-	-	26,019.7	191,851.7
12-31-2039	255,009.5	29,326.1	10,283.8	2,574.7	42,184.7	-	-	26,019.7	186,805.1
12-31-2040	248,452.7	28,572.1	10,019.4	2,508.5	41,100.0	-	-	26,019.7	181,333.0
12-31-2041	174,481.8	20,065.4	7,036.4	1,761.7	28,863.5	-	-	26,019.7	119,598.6
12-31-2042	146,719.7	16,872.8	5,916.8	1,481.4	24,270.9	-	-	26,019.7	96,429.0
12-31-2043	108,968.8	12,531.4	4,394.4	1,100.2	18,026.0	-	-	26,019.7	64,923.0
12-31-2044	90,829.1	10,445.4	3,662.9	917.1	15,025.3	-	10,661.1	26,019.7	39,123.0
12-31-2045	59,017.9	6,787.1	2,380.0	595.9	9,763.0	-	10,661.1	26,019.7	12,574.1
12-31-2046	39,877.9	4,586.0	1,608.2	402.6	6,596.8	-	10,661.1	26,019.7	-3,399.7
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	8,516,674.6	979,417.6	343,454.0	85,990.1	1,408,861.6	189,263.9	31,983.4	731,595.7	6,154,970.1

[1] Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)	Corporate Income Tax Rate[1] (%)	Corporate Income Taxes[1] (M$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes: Discounted at 0% (M$)	Discounted at 5% (M$)	Discounted at 10% (M$)	Discounted at 15% (M$)	Discounted at 20% (M$)
12-31-2019	-	-	237,413.8	23.0	36,260.1	201,153.7	196,305.9	191,792.5	187,576.7	183,627.3
12-31-2020	1.7	3,681.3	208,775.8	23.0	33,964.6	174,811.2	162,474.5	151,523.6	141,749.8	132,983.4
12-31-2021	26.6	68,861.5	189,545.9	23.0	19,042.3	170,503.7	150,924.7	134,354.4	120,223.4	108,088.8
12-31-2022	34.8	73,451.2	137,370.2	23.0	18,799.3	118,570.9	99,957.5	84,938.3	72,700.2	62,638.8
12-31-2023	40.8	88,546.0	128,625.8	23.0	15,950.7	112,675.1	90,464.0	73,377.1	60,074.1	49,603.5
12-31-2024	46.1	122,329.2	142,797.7	23.0	7,329.6	135,468.1	103,584.7	80,200.5	62,805.7	49,698.1
12-31-2025	46.8	124,498.0	141,523.4	23.0	7,061.2	134,462.2	97,919.6	72,368.2	54,208.1	41,107.6
12-31-2026	46.8	125,943.3	143,166.3	23.0	7,439.1	135,727.2	94,134.1	66,408.2	47,581.0	34,578.6
12-31-2027	46.8	146,260.3	166,261.8	23.0	13,910.1	152,351.6	100,632.4	67,765.6	46,442.5	32,344.9
12-31-2028	46.8	148,073.9	168,323.3	23.0	24,371.3	143,952.0	90,556.4	58,208.6	38,158.2	25,468.1
12-31-2029	46.8	148,949.4	169,318.5	23.0	24,627.8	144,690.7	86,686.8	53,188.5	33,351.3	21,332.3
12-31-2030	46.8	152,718.6	173,603.2	23.0	26,114.7	147,488.5	84,155.3	49,288.1	29,561.9	18,120.7
12-31-2031	46.8	157,418.4	178,945.7	23.0	28,941.5	150,004.2	81,515.0	45,571.7	26,144.5	15,358.1
12-31-2032	46.8	163,496.1	185,854.6	23.0	30,505.9	155,348.7	80,399.3	42,904.8	23,544.4	13,254.4
12-31-2033	46.8	152,802.7	173,698.7	23.0	36,222.7	137,476.1	67,761.4	34,517.0	18,117.9	9,774.6
12-31-2034	46.8	168,408.5	191,438.8	23.0	33,350.2	158,088.6	74,210.7	36,083.9	18,116.9	9,366.8
12-31-2035	46.8	141,141.4	160,442.8	23.0	27,841.9	132,600.8	59,282.0	27,514.8	13,213.9	6,547.2
12-31-2036	46.8	88,860.4	101,012.3	23.0	17,069.5	83,942.8	35,741.3	15,834.8	7,274.0	3,453.9
12-31-2037	46.8	89,937.2	102,236.3	23.0	17,365.7	84,870.6	34,415.6	14,554.3	6,395.1	2,910.1
12-31-2038	46.8	89,786.6	102,065.1	23.0	17,405.1	84,660.0	32,695.4	13,198.4	5,547.2	2,419.0
12-31-2039	46.8	87,424.8	99,380.3	23.0	16,966.2	82,414.1	30,312.4	11,680.2	4,695.7	1,962.4
12-31-2040	46.8	84,863.8	96,469.1	23.0	16,481.7	79,987.4	28,018.9	10,305.7	3,962.9	1,587.2
12-31-2041	46.8	55,972.2	63,626.5	23.0	10,436.7	53,189.8	17,744.7	6,230.1	2,291.5	879.5
12-31-2042	46.8	45,128.8	51,300.3	23.0	8,180.2	43,120.0	13,700.3	4,591.5	1,615.4	594.2
12-31-2043	46.8	30,384.0	34,539.1	23.0	5,081.4	29,457.7	8,913.8	2,851.5	959.6	338.3
12-31-2044	46.8	18,309.6	20,813.4	23.0	5,522.6	15,290.9	4,406.6	1,345.6	433.1	146.3
12-31-2045	46.8	5,884.7	6,689.4	23.0	2,888.6	3,800.8	1,043.2	304.1	93.6	30.3
12-31-2046	46.8	-1,591.0	-1,808.6	23.0	1,300.4	-3,109.0	-812.7	-226.1	-66.6	-20.7
12-31-2047	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		2,581,540.8	3,573,429.3		510,431.1	3,062,998.3	1,927,144.1	1,350,676.0	1,026,772.2	828,193.8

[1] Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum 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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M$)	Royalties State (M$)	Royalties Interested Party (M$)	Royalties Third Party (M$)	Royalties Total (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses[1] (M$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)
12-31-2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-49,060.8	-	-	49,060.8
12-31-2023	-	-	-	-	-	-45,338.9	-	-	45,338.9
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	16,917.5	-	-	-16,917.5
12-31-2026	-	-	-	-	-	77,482.2	-	-	-77,482.2
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-33,835.0	-	-	33,835.0
12-31-2034	8,380.7	963.8	338.0	84.6	1,386.4	-	-	-	6,994.3
12-31-2035	85,328.6	9,812.8	3,441.1	861.5	14,115.4	-	-	-	71,213.2
12-31-2036	226,937.6	26,097.8	9,151.8	2,291.3	37,540.9	33,835.0	-	-	155,561.7
12-31-2037	229,356.7	26,376.0	9,249.3	2,315.7	37,941.1	-	-	-	191,415.6
12-31-2038	236,313.9	27,176.1	9,529.9	2,386.0	39,092.0	-	-	-	197,222.0
12-31-2039	247,812.6	28,498.4	9,993.6	2,502.1	40,994.1	32,143.3	-	-	174,675.2
12-31-2040	261,233.9	30,041.9	10,534.8	2,637.6	43,214.3	-	-	-	218,019.5
12-31-2041	339,993.3	39,099.2	13,711.0	3,432.8	56,243.0	-	-	-	283,750.3
12-31-2042	307,802.0	35,397.2	12,412.8	3,107.8	50,917.8	-	-	-	256,884.2
12-31-2043	320,895.7	36,903.0	12,940.8	3,240.0	53,083.8	-	-	-	267,811.9
12-31-2044	330,756.2	38,037.0	13,338.5	3,339.5	54,715.0	-	-10,661.1	-	286,702.3
12-31-2045	302,180.0	34,750.7	12,186.1	3,051.0	49,987.8	-	-10,661.1	-	262,853.4
12-31-2046	243,075.8	27,953.7	9,802.6	2,454.3	40,210.5	-	-10,661.1	-	213,526.4
12-31-2047	248,898.6	28,623.3	10,037.4	2,513.0	41,173.8	-	-	26,019.7	181,705.1
12-31-2048	204,258.8	23,489.8	8,237.2	2,062.3	33,789.3	-	11,383.2	26,019.7	133,066.6
12-31-2049	158,498.3	18,227.3	6,391.8	1,600.3	26,219.4	-	11,383.2	26,019.7	94,876.0
12-31-2050	100,995.3	11,614.5	4,072.9	1,019.7	16,707.0	-	11,383.2	26,019.7	46,885.4
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3,852,718.0	443,062.6	155,369.5	38,899.6	637,331.7	32,143.3	2,166.2	104,078.8	3,076,998.1

[1] Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)	Corporate Income Tax Rate[1] (%)	Corporate Income Taxes[1] (M$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes: Discounted at 0% (M$)	Discounted at 5% (M$)	Discounted at 10% (M$)	Discounted at 15% (M$)	Discounted at 20% (M$)
12-31-2019	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	1.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	26.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	34.8	19,796.9	29,263.8	23.0	-4,553.3	33,817.1	28,508.5	24,224.9	20,734.5	17,865.0
12-31-2023	40.6	24,890.5	20,448.4	23.0	-5,021.8	25,470.2	20,449.4	16,586.9	13,579.8	11,212.9
12-31-2024	46.0	1,750.2	-1,750.2	23.0	1,728.5	-3,478.7	-2,659.9	-2,059.5	-1,612.8	-1,276.2
12-31-2025	46.8	-7,917.4	-9,000.1	23.0	3,952.0	-12,952.1	-9,432.1	-6,970.9	-5,221.6	-3,959.7
12-31-2026	46.8	-36,261.6	-41,220.5	23.0	10,467.3	-51,687.8	-35,848.3	-25,289.7	-18,119.9	-13,168.3
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	26.5	17.9	12.2	8.5
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	25.3	16.2	10.6	7.1
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	24.1	14.8	9.3	5.9
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	22.9	13.4	8.1	4.9
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	21.8	12.2	7.0	4.1
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	-40.2	40.2	20.8	11.1	6.1	3.4
12-31-2033	46.8	15,834.8	18,000.2	23.0	-4,385.1	22,385.4	11,033.7	5,620.4	2,950.2	1,591.6
12-31-2034	46.8	3,273.3	3,721.0	23.0	-537.2	4,258.1	1,998.9	971.9	488.0	252.3
12-31-2035	46.8	33,327.8	37,885.4	23.0	7,320.7	30,564.8	13,664.6	6,342.2	3,045.8	1,509.1
12-31-2036	46.8	72,802.9	82,758.8	23.0	25,427.4	57,331.4	24,410.7	10,814.8	4,968.0	2,359.0
12-31-2037	46.8	89,582.5	101,833.1	23.0	23,421.6	78,411.5	31,796.4	13,446.7	5,908.4	2,688.6
12-31-2038	46.8	92,299.9	104,922.1	23.0	24,132.1	80,790.0	31,200.8	12,595.1	5,293.6	2,308.5
12-31-2039	46.8	81,748.0	92,927.2	23.0	28,766.2	64,161.0	23,598.8	9,093.3	3,655.7	1,527.8
12-31-2040	46.8	102,033.1	115,986.4	23.0	25,937.6	90,048.8	31,543.4	11,602.1	4,461.4	1,786.8
12-31-2041	46.8	132,795.1	150,955.1	23.0	33,980.4	116,974.7	39,024.1	13,701.1	5,039.5	1,934.3
12-31-2042	46.8	120,221.8	136,662.4	23.0	30,693.1	105,969.3	33,669.1	11,283.7	3,969.9	1,460.2
12-31-2043	46.8	125,336.0	142,475.9	23.0	32,030.2	110,445.8	33,420.4	10,691.2	3,597.9	1,268.3
12-31-2044	46.8	134,176.7	152,525.6	23.0	31,111.3	121,414.3	34,989.9	10,684.6	3,439.3	1,161.8
12-31-2045	46.8	123,015.4	139,838.0	23.0	28,193.2	111,644.8	30,642.4	8,931.7	2,750.1	890.3
12-31-2046	46.8	99,930.3	113,596.0	23.0	22,157.5	91,438.5	23,901.4	6,650.1	1,958.6	607.6
12-31-2047	46.8	85,038.0	96,667.1	23.0	21,494.1	75,173.0	18,714.0	4,970.2	1,400.1	416.3
12-31-2048	-	62,275.2	70,791.4	23.0	18,160.9	52,630.6	12,478.2	3,163.4	852.4	242.9
12-31-2049	-	44,402.0	50,474.0	23.0	13,487.9	36,986.2	8,351.5	2,021.0	520.9	142.2
12-31-2050	-	21,942.4	24,943.0	23.0	8,355.0	16,588.0	3,567.2	824.0	203.1	53.2
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		1,442,293.7	1,634,704.4		376,078.5	1,258,625.9	409,164.4	149,984.9	63,916.4	32,908.5

[1] Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum 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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M$)	Royalties State (M$)	Royalties Interested Party (M$)	Royalties Third Party (M$)	Royalties Total (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses[1] (M$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)
12-31-2019	342,898.0	39,433.3	13,828.1	3,462.1	56,723.5	20,148.7	-	28,611.9	237,413.8
12-31-2020	335,823.2	38,619.7	13,542.8	3,390.7	55,553.2	41,278.7	-	26,534.2	212,457.1
12-31-2021	340,891.6	39,202.5	13,747.2	3,441.9	56,391.6	135.3	-	25,957.2	258,407.5
12-31-2022	341,931.9	39,322.2	13,789.2	3,452.4	56,563.7	-533.6	-	26,019.7	259,882.1
12-31-2023	345,721.0	39,757.9	13,942.0	3,490.6	57,190.5	-	-	26,019.7	262,510.8
12-31-2024	348,855.6	40,118.4	14,068.4	3,522.3	57,709.1	-	-	26,019.7	265,126.9
12-31-2025	349,927.4	40,241.7	14,111.6	3,533.1	57,886.4	16,917.5	-	26,019.7	249,103.9
12-31-2026	353,627.7	40,667.2	14,260.8	3,570.5	58,498.5	77,482.2	-	26,019.7	191,627.4
12-31-2027	405,645.2	46,649.2	16,358.6	4,095.7	67,103.4	-	-	26,019.7	312,522.1
12-31-2028	410,288.4	47,183.2	16,545.8	4,142.5	67,871.5	-	-	26,019.7	316,397.2
12-31-2029	412,530.0	47,440.9	16,636.2	4,165.2	68,242.3	-	-	26,019.7	318,268.0
12-31-2030	422,180.2	48,550.7	17,025.4	4,262.6	69,838.7	-	-	26,019.7	326,321.8
12-31-2031	434,213.0	49,934.5	17,510.6	4,384.1	71,829.2	-	-	26,019.7	336,364.1
12-31-2032	449,773.7	51,724.0	18,138.1	4,541.2	74,403.3	-	-	26,019.7	349,350.7
12-31-2033	462,936.9	53,237.7	18,669.0	4,674.1	76,580.8	-	-	26,019.7	360,336.4
12-31-2034	470,731.6	54,134.1	18,983.3	4,752.8	77,870.3	-	-	26,019.7	366,841.6
12-31-2035	477,867.8	54,954.8	19,271.1	4,824.9	79,050.8	-	-	26,019.7	372,797.3
12-31-2036	485,622.7	55,846.6	19,583.8	4,903.2	80,333.6	33,835.0	-	26,019.7	345,434.4
12-31-2037	490,798.6	56,441.8	19,792.6	4,955.4	81,189.8	-	-	26,019.7	383,589.1
12-31-2038	497,370.3	57,197.6	20,057.6	5,021.8	82,276.9	-	-	26,019.7	389,073.7
12-31-2039	502,822.1	57,824.5	20,277.4	5,076.8	83,178.8	32,143.3	-	26,019.7	361,480.3
12-31-2040	509,686.5	58,613.9	20,554.2	5,146.1	84,314.3	-	-	26,019.7	399,352.5
12-31-2041	514,475.0	59,164.6	20,747.4	5,194.5	85,106.5	-	-	26,019.7	403,348.9
12-31-2042	454,521.7	52,270.0	18,329.6	4,589.2	75,188.8	-	-	26,019.7	353,313.2
12-31-2043	429,864.5	49,434.4	17,335.2	4,340.2	71,109.9	-	-	26,019.7	332,734.9
12-31-2044	421,585.3	48,482.3	17,001.4	4,256.6	69,740.3	-	-	26,019.7	325,825.4
12-31-2045	361,197.9	41,537.8	14,566.1	3,646.9	59,750.8	-	-	26,019.7	275,427.5
12-31-2046	282,953.7	32,539.7	11,410.7	2,856.9	46,807.3	-	-	26,019.7	210,126.7
12-31-2047	248,898.6	28,623.3	10,037.4	2,513.0	41,173.8	-	-	26,019.7	181,705.1
12-31-2048	204,258.8	23,489.8	8,237.2	2,062.3	33,789.3	-	11,383.2	26,019.7	133,066.6
12-31-2049	158,498.3	18,227.3	6,391.8	1,600.3	26,219.4	-	11,383.2	26,019.7	94,876.0
12-31-2050	100,995.3	11,614.5	4,072.9	1,019.7	16,707.0	-	11,383.2	26,019.7	46,885.4
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	12,369,392.6	1,422,480.1	498,823.4	124,889.7	2,046,193.3	221,407.1	34,149.6	835,674.4	9,231,968.2

[1] Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)	Corporate Income Tax Rate[1] (%)	Corporate Income Taxes[1] (M$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes: Discounted at 0% (M$)	Discounted at 5% (M$)	Discounted at 10% (M$)	Discounted at 15% (M$)	Discounted at 20% (M$)
12-31-2019	-	-	237,413.8	23.0	36,260.1	201,153.7	196,305.9	191,792.5	187,576.7	183,627.3
12-31-2020	1.7	3,681.3	208,775.8	23.0	33,964.6	174,811.2	162,474.5	151,523.6	141,749.8	132,983.4
12-31-2021	26.6	68,861.5	189,545.9	23.0	19,042.3	170,503.7	150,924.7	134,354.4	120,223.4	108,088.8
12-31-2022	35.9	93,248.1	166,634.0	23.0	14,246.0	152,388.0	128,466.0	109,163.2	93,434.7	80,503.8
12-31-2023	43.2	113,436.6	149,074.2	23.0	10,928.9	138,145.3	110,913.5	89,964.1	73,653.9	60,816.4
12-31-2024	46.8	124,079.4	141,047.5	23.0	9,058.1	131,989.4	100,924.8	78,141.1	61,192.9	48,421.9
12-31-2025	46.8	116,580.6	132,523.3	23.0	11,013.2	121,510.0	88,487.5	65,397.3	48,986.5	37,147.9
12-31-2026	46.8	89,681.6	101,945.8	23.0	17,906.4	84,039.4	58,285.8	41,118.5	29,461.1	21,410.3
12-31-2027	46.8	146,260.3	166,261.8	23.0	13,870.0	152,391.8	100,659.0	67,783.5	46,454.7	32,353.5
12-31-2028	46.8	148,073.9	168,323.3	23.0	24,331.1	143,992.2	90,581.7	58,224.9	38,168.9	25,475.2
12-31-2029	46.8	148,949.4	169,318.5	23.0	24,587.7	144,730.9	86,710.9	53,203.2	33,360.6	21,338.2
12-31-2030	46.8	152,718.6	173,603.2	23.0	26,074.5	147,528.7	84,178.2	49,301.6	29,570.0	18,125.6
12-31-2031	46.8	157,418.4	178,945.7	23.0	28,901.3	150,044.4	81,536.8	45,583.9	26,151.5	15,362.2
12-31-2032	46.8	163,496.1	185,854.6	23.0	30,465.7	155,388.9	80,420.1	42,915.9	23,550.4	13,257.8
12-31-2033	46.8	168,637.4	191,699.0	23.0	31,837.5	159,861.5	78,795.0	40,137.5	21,068.1	11,366.2
12-31-2034	46.8	171,681.9	195,159.8	23.0	32,813.0	162,346.7	76,209.6	37,055.9	18,604.9	9,619.1
12-31-2035	46.8	174,469.2	198,328.2	23.0	35,162.6	163,165.6	72,946.6	33,857.1	16,259.8	8,056.3
12-31-2036	46.8	161,663.3	183,771.1	23.0	42,496.9	141,274.2	60,152.0	26,649.6	12,241.9	5,812.9
12-31-2037	46.8	179,519.7	204,069.4	23.0	40,787.3	163,282.1	66,212.0	28,001.0	12,303.5	5,598.7
12-31-2038	46.8	182,086.5	206,987.2	23.0	41,537.2	165,450.0	63,896.3	25,793.4	10,840.7	4,727.5
12-31-2039	46.8	169,172.8	192,307.5	23.0	45,732.4	146,575.1	53,911.3	20,773.5	8,351.3	3,490.2
12-31-2040	46.8	186,897.0	212,455.5	23.0	42,419.3	170,036.2	59,562.3	21,907.8	8,424.4	3,374.0
12-31-2041	46.8	188,767.3	214,581.6	23.0	44,417.1	170,164.5	56,768.8	19,931.2	7,331.1	2,813.8
12-31-2042	46.8	165,350.6	187,962.6	23.0	38,873.3	149,089.4	47,369.4	15,875.2	5,585.3	2,054.4
12-31-2043	46.8	155,719.9	177,015.0	23.0	37,111.5	139,903.4	42,334.1	13,542.8	4,557.5	1,606.5
12-31-2044	46.8	152,486.3	173,339.1	23.0	36,633.9	136,705.2	39,396.5	12,030.2	3,872.5	1,308.2
12-31-2045	46.8	128,900.1	146,527.4	23.0	31,081.8	115,445.6	31,685.5	9,235.7	2,843.7	920.6
12-31-2046	46.8	98,339.3	111,787.4	23.0	23,457.9	88,329.5	23,088.7	6,424.0	1,892.0	587.0
12-31-2047	46.8	85,038.0	96,667.1	23.0	21,494.1	75,173.0	18,714.0	4,970.2	1,400.1	416.3
12-31-2048	46.8	62,275.2	70,791.4	23.0	18,160.9	52,630.6	12,478.2	3,163.4	852.4	242.9
12-31-2049	46.8	44,402.0	50,474.0	23.0	13,487.9	36,986.2	8,351.5	2,021.0	520.9	142.2
12-31-2050	46.8	21,942.4	24,943.0	23.0	8,355.0	16,588.0	3,567.2	824.0	203.1	53.2
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		4,023,834.5	5,208,133.7		886,509.6	4,321,624.2	2,336,308.5	1,500,661.0	1,090,688.6	861,102.3

[1] Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum 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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M$)	Royalties State (M$)	Royalties Interested Party (M$)	Royalties Third Party (M$)	Royalties Total (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses[1] (M$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)
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	-33.5	-3.9	-1.4	-0.3	-5.5	-	-	-	-28.0
12-31-2028	39.5	4.5	1.6	0.4	6.5	-	-	-	32.9
12-31-2029	-34.6	-4.0	-1.4	-0.3	-5.7	-	-	-	-28.9
12-31-2030	-34.9	-4.0	-1.4	-0.4	-5.8	-	-	-	-29.1
12-31-2031	-36.4	-4.2	-1.5	-0.4	-6.0	-	-	-	-30.4
12-31-2032	43.3	5.0	1.7	0.4	7.2	-	-	-	36.1
12-31-2033	-38.8	-4.5	-1.6	-0.4	-6.4	-	-	-	-32.4
12-31-2034	-38.9	-4.5	-1.6	-0.4	-6.4	-	-	-	-32.4
12-31-2035	-39.5	-4.5	-1.6	-0.4	-6.5	-	-	-	-32.9
12-31-2036	46.7	5.4	1.9	0.5	7.7	-33,835.0	-	-	33,874.0
12-31-2037	-41.8	-4.8	-1.7	-0.4	-6.9	-	-	-	-34.8
12-31-2038	-41.1	-4.7	-1.7	-0.4	-6.8	-	-	-	-34.3
12-31-2039	-41.5	-4.8	-1.7	-0.4	-6.9	-32,143.3	-	-	32,108.6
12-31-2040	49.0	5.6	2.0	0.5	8.1	33,835.0	-	-	-33,794.1
12-31-2041	-43.8	-5.0	-1.8	-0.4	-7.2	-	-	-	-36.5
12-31-2042	66,162.0	7,608.6	2,668.1	668.0	10,944.8	-	-	-	55,217.3
12-31-2043	97,146.6	11,171.9	3,917.7	980.9	16,070.4	32,143.3	-	-	48,933.0
12-31-2044	113,385.0	13,039.3	4,572.5	1,144.8	18,756.6	-	-	-	94,628.4
12-31-2045	178,694.1	20,549.8	7,206.2	1,804.2	29,560.3	-	-	-	149,133.8
12-31-2046	263,493.4	30,301.7	10,626.0	2,660.4	43,588.1	-	-	-	219,905.3
12-31-2047	304,181.3	34,980.9	12,266.8	3,071.2	50,318.9	-	-	-	253,862.5
12-31-2048	357,167.2	41,074.2	14,403.6	3,606.2	59,084.0	-	-11,383.2	-	309,466.4
12-31-2049	408,085.5	46,929.8	16,457.0	4,120.3	67,507.1	-	-11,383.2	-	351,961.6
12-31-2050	387,234.6	44,532.0	15,616.1	3,909.8	64,057.9	-	-11,383.2	-	334,560.0
12-31-2051	423,550.6	48,708.3	17,080.6	4,276.5	70,065.4	-	-	26,019.7	327,465.5
12-31-2052	357,232.2	41,081.7	14,406.2	3,606.9	59,094.7	-	-	26,019.7	272,117.8
12-31-2053	253,089.1	29,105.2	10,206.4	2,555.4	41,867.0	-	11,383.2	26,019.7	173,819.2
12-31-2054	139,054.3	15,991.2	5,607.7	1,404.0	23,002.9	-	11,383.2	26,019.7	78,648.5
12-31-2055	54,339.6	6,249.1	2,191.4	548.6	8,989.1	-	11,383.2	26,019.7	7,947.6
Total	3,402,569.5	391,295.5	137,216.2	34,354.6	562,866.3	-	-	130,098.5	2,709,604.7

(1) Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)	Corporate Income Tax Rate[1] (%)	Corporate Income Taxes[1] (M$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes: Discounted at 0% (M$)	Discounted at 5% (M$)	Discounted at 10% (M$)	Discounted at 15% (M$)	Discounted at 20% (M$)
				23.0	-					
12-31-2019	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2020	1.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	26.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	35.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	43.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.8	-	-	23.0	-3.4	-	-	-	-	-
12-31-2027	46.8	-13.1	-14.9	23.0	4.0	-11.5	-7.6	-5.1	-3.5	-2.4
12-31-2028	46.8	15.4	17.5	23.0	-3.5	13.5	8.5	5.5	3.6	2.4
12-31-2029	46.8	-13.5	-15.4	23.0	-3.6	-11.8	-7.1	-4.3	-2.7	-1.7
12-31-2030	46.8	-13.6	-15.5	23.0	-3.7	-11.9	-6.8	-4.0	-2.4	-1.5
12-31-2031	46.8	-14.2	-16.2	23.0	4.4	-12.4	-6.8	-3.8	-2.2	-1.3
12-31-2032	46.8	16.9	19.2	23.0	-4.0	14.8	7.7	4.1	2.2	1.3
12-31-2033	46.8	-15.2	-17.2	23.0	-4.0	-13.3	-6.5	-3.3	-1.7	-0.9
12-31-2034	46.8	-15.2	-17.3	23.0	-4.0	-13.3	-6.2	-3.0	-1.5	-0.8
12-31-2035	46.8	-15.4	-17.5	23.0	-3,637.2	-13.5	-6.0	-2.8	-1.3	-0.7
12-31-2036	46.8	15,853.0	18,021.0	23.0	773.9	21,658.2	9,221.7	4,085.5	1,876.8	891.1
12-31-2037	46.8	-16.3	-18.5	23.0	774.0	-792.5	-321.4	-135.9	-59.7	-27.2
12-31-2038	46.8	-16.0	-18.2	23.0	-2,685.9	-792.2	-306.0	-123.5	-51.9	-22.6
12-31-2039	46.8	15,026.8	17,081.8	23.0	5,164.5	19,767.7	7,270.7	2,801.6	1,126.3	470.7
12-31-2040	46.8	-15,815.6	-17,978.5	23.0	734.8	-23,143.0	-8,106.8	-2,981.8	-1,146.6	-459.2
12-31-2041	46.8	-17.1	-19.4	23.0	7,495.7	-754.3	-251.6	-88.3	-32.5	-12.5
12-31-2042	46.8	25,841.7	29,375.6	23.0	14,119.7	21,879.9	6,951.8	2,329.8	819.7	301.5
12-31-2043	46.8	22,900.6	26,032.3	23.0	11,578.7	11,912.7	3,604.7	1,153.2	388.1	136.8
12-31-2044	46.8	44,286.1	50,342.3	23.0	18,248.0	38,763.6	11,171.1	3,411.2	1,098.1	370.9
12-31-2045	46.8	69,794.6	79,339.2	23.0	26,907.6	61,091.2	16,767.3	4,887.3	1,504.8	487.2
12-31-2046	46.8	102,915.7	116,989.6	23.0	30,284.4	90,082.0	23,546.8	6,551.5	1,929.5	598.6
12-31-2047	46.8	118,807.6	135,054.8	23.0	34,470.0	104,770.4	26,082.2	6,927.0	1,951.4	580.2
12-31-2048	46.8	144,830.3	164,636.1	23.0	39,669.7	130,166.2	30,861.3	7,823.7	2,108.2	600.7
12-31-2049	46.8	164,718.0	187,243.6	23.0	36,801.1	147,573.9	33,322.4	8,063.7	2,078.4	567.5
12-31-2050	46.8	156,574.1	177,985.9	23.0	39,329.4	141,184.8	30,361.6	7,013.2	1,729.0	452.5
12-31-2051	46.8	153,253.9	174,211.7	23.0	33,296.3	134,882.3	27,625.0	6,091.1	1,436.4	360.2
12-31-2052	-	127,351.1	144,766.7	23.0	23,886.7	111,470.3	21,742.9	4,576.2	1,032.2	248.1
12-31-2053	-	81,347.4	92,471.8	23.0	12,241.6	68,585.2	12,740.9	2,559.7	552.3	127.2
12-31-2054	-	36,807.5	41,841.0	23.0	3,590.6	29,599.4	5,236.8	1,004.3	207.3	45.7
12-31-2055	-	3,719.5	4,228.1			637.5	107.4	19.7	3.9	0.8
					333,025.8					
Total		1,268,095.0	1,441,509.7			1,108,483.9	257,597.9	65,952.3	18,542.0	5,712.6

[1] Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum 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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Working Interest Revenue (M$)	Royalties State (M$)	Royalties Interested Party (M$)	Royalties Third Party (M$)	Royalties Total (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses[1] (M$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)
12-31-2019	342,898.0	39,433.3	13,828.1	3,462.1	56,723.5	20,148.7	-	28,611.9	237,413.8
12-31-2020	335,823.2	38,619.7	13,542.8	3,390.7	55,553.2	41,278.7	-	26,534.2	212,457.1
12-31-2021	340,891.6	39,202.5	13,747.2	3,441.9	56,391.6	135.3	-	25,957.2	258,407.5
12-31-2022	341,931.9	39,322.2	13,789.2	3,452.4	56,563.7	-533.6	-	26,019.7	259,882.1
12-31-2023	345,721.0	39,757.9	13,942.0	3,490.6	57,190.5	-	-	26,019.7	262,510.8
12-31-2024	348,855.6	40,118.4	14,068.4	3,522.3	57,709.1	-	-	26,019.7	265,126.9
12-31-2025	349,927.4	40,241.7	14,111.6	3,533.1	57,886.4	16,917.5	-	26,019.7	249,103.9
12-31-2026	353,627.7	40,667.2	14,260.8	3,570.5	58,498.5	77,482.2	-	26,019.7	191,627.4
12-31-2027	405,611.7	46,645.3	16,357.2	4,095.3	67,097.9	-	-	26,019.7	312,494.1
12-31-2028	410,327.9	47,187.7	16,547.4	4,142.9	67,878.0	-	-	26,019.7	316,430.1
12-31-2029	412,495.4	47,437.0	16,634.8	4,164.8	68,236.6	-	-	26,019.7	318,239.1
12-31-2030	422,145.3	48,546.7	17,024.0	4,262.3	69,832.9	-	-	26,019.7	326,292.7
12-31-2031	434,176.7	49,930.3	17,509.1	4,383.7	71,823.2	-	-	26,019.7	336,333.8
12-31-2032	449,816.9	51,728.9	18,139.9	4,541.7	74,410.5	-	-	26,019.7	349,386.8
12-31-2033	462,898.1	53,233.3	18,667.4	4,673.7	76,574.4	-	-	26,019.7	360,304.0
12-31-2034	470,692.7	54,129.7	18,981.7	4,752.4	77,863.8	-	-	26,019.7	366,809.2
12-31-2035	477,828.3	54,950.3	19,269.5	4,824.5	79,044.2	-	-	26,019.7	372,764.4
12-31-2036	485,669.4	55,852.0	19,585.7	4,903.6	80,341.3	-	-	26,019.7	379,308.4
12-31-2037	490,756.9	56,437.0	19,790.9	4,955.0	81,182.9	-	-	26,019.7	383,554.3
12-31-2038	497,329.2	57,192.9	20,055.9	5,021.4	82,270.1	-	-	26,019.7	389,039.4
12-31-2039	502,780.5	57,819.8	20,275.8	5,076.4	83,171.9	-	-	26,019.7	393,588.9
12-31-2040	509,735.5	58,619.6	20,556.2	5,146.6	84,322.4	33,835.0	-	26,019.7	365,558.4
12-31-2041	514,431.3	59,159.6	20,745.6	5,194.0	85,099.2	-	-	26,019.7	403,312.3
12-31-2042	520,683.7	59,878.6	20,997.7	5,257.2	86,133.5	-	-	26,019.7	408,530.5
12-31-2043	527,011.1	60,606.3	21,252.9	5,321.1	87,180.2	32,143.3	-	26,019.7	381,667.9
12-31-2044	534,970.4	61,521.6	21,573.9	5,401.4	88,496.9	-	-	26,019.7	420,453.8
12-31-2045	539,892.1	62,087.6	21,772.4	5,451.1	89,311.1	-	-	26,019.7	424,561.3
12-31-2046	546,447.0	62,841.4	22,036.7	5,517.3	90,395.4	-	-	26,019.7	430,031.9
12-31-2047	553,079.9	63,604.2	22,304.2	5,584.3	91,492.6	-	-	26,019.7	435,567.6
12-31-2048	561,426.0	64,564.0	22,640.8	5,668.5	92,873.3	-	-	26,019.7	442,533.0
12-31-2049	566,583.8	65,157.1	22,848.8	5,720.6	93,726.5	-	-	26,019.7	446,837.6
12-31-2050	488,230.0	56,146.4	19,689.0	4,929.5	80,764.9	-	-	26,019.7	381,445.4
12-31-2051	423,550.6	48,708.3	17,080.6	4,276.5	70,065.4	-	-	26,019.7	327,465.5
12-31-2052	357,232.2	41,081.7	14,406.2	3,606.9	59,094.7	-	-	26,019.7	272,117.8
12-31-2053	253,089.1	29,105.2	10,206.4	2,555.4	41,867.0	-	11,383.2	26,019.7	173,819.2
12-31-2054	139,054.3	15,991.2	5,607.7	1,404.0	23,002.9	-	11,383.2	26,019.7	78,648.5
12-31-2055	54,339.6	6,249.1	2,191.4	548.6	8,989.1	-	11,383.2	26,019.7	7,947.6
Total	15,771,962.1	1,813,775.6	636,039.7	159,244.3	2,609,059.6	221,407.1	34,149.6	965,772.9	11,941,572.9

[1] Operating expenses are limited to direct project-level costs, insurance costs, and Tamar Petroleum'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.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M$)	Corporate Income Tax Rate[1] (%)	Corporate Income Taxes[1] (M$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes: Discounted at 0% (M$)	Discounted at 5% (M$)	Discounted at 10% (M$)	Discounted at 15% (M$)	Discounted at 20% (M$)
12-31-2019	-	-	237,413.8	23.0	36,260.1	201,153.7	196,305.9	191,792.5	187,576.7	183,627.3
12-31-2020	1.7	3,681.3	208,775.8	23.0	33,964.6	174,811.2	162,474.5	151,523.6	141,749.8	132,983.4
12-31-2021	26.6	68,861.5	189,545.9	23.0	19,042.3	170,503.7	150,924.7	134,354.4	120,223.4	108,088.8
12-31-2022	35.9	93,248.1	166,634.0	23.0	14,246.0	152,388.0	128,466.0	109,163.2	93,434.7	80,503.8
12-31-2023	43.2	113,436.6	149,074.2	23.0	10,928.9	138,145.3	110,913.5	89,964.1	73,653.9	60,816.4
12-31-2024	46.8	124,079.4	141,047.5	23.0	9,058.1	131,989.4	100,924.8	78,141.1	61,192.9	48,421.9
12-31-2025	46.8	116,580.6	132,523.3	23.0	11,013.2	121,510.0	88,487.5	65,397.3	48,986.5	37,147.9
12-31-2026	46.8	89,681.6	101,945.8	23.0	17,906.4	84,039.4	58,285.8	41,118.5	29,461.1	21,410.3
12-31-2027	46.8	146,247.3	166,246.9	23.0	13,866.5	152,380.3	100,651.4	67,778.4	46,451.2	32,351.0
12-31-2028	46.8	148,089.3	168,340.8	23.0	24,335.2	144,005.7	90,590.2	58,230.3	38,172.5	25,477.6
12-31-2029	46.8	148,935.9	169,303.2	23.0	24,584.1	144,719.1	86,703.8	53,198.9	33,357.9	21,336.5
12-31-2030	46.8	152,705.0	173,587.7	23.0	26,070.9	147,516.8	84,171.4	49,297.6	29,567.6	18,124.1
12-31-2031	46.8	157,404.2	178,929.6	23.0	28,897.6	150,032.0	81,530.0	45,580.1	26,149.3	15,361.0
12-31-2032	46.8	163,513.0	185,873.8	23.0	30,470.1	155,403.7	80,427.7	42,920.0	23,552.7	13,259.1
12-31-2033	46.8	168,622.3	191,681.7	23.0	31,833.5	159,848.2	78,788.5	40,134.1	21,066.3	11,365.3
12-31-2034	46.8	171,666.7	195,142.5	23.0	32,809.0	162,333.5	76,203.3	37,052.8	18,603.4	9,618.3
12-31-2035	46.8	174,453.7	198,310.7	23.0	35,158.6	163,152.1	72,940.6	33,854.3	16,258.4	8,055.7
12-31-2036	46.8	177,516.3	201,792.0	23.0	38,859.7	162,932.4	69,373.7	30,735.2	14,118.7	6,704.0
12-31-2037	46.8	179,503.4	204,050.9	23.0	41,561.3	162,489.6	65,890.6	27,865.1	12,243.8	5,571.5
12-31-2038	46.8	182,070.4	206,969.0	23.0	42,311.2	164,657.8	63,590.3	25,669.9	10,788.8	4,704.9
12-31-2039	46.8	184,199.6	209,389.3	23.0	43,046.5	166,342.8	61,182.0	23,575.1	9,477.6	3,960.9
12-31-2040	46.8	171,081.3	194,477.1	23.0	47,583.8	146,893.2	51,455.5	18,926.0	7,277.8	2,914.8
12-31-2041	46.8	188,750.2	214,562.2	23.0	45,151.9	169,410.3	56,517.2	19,842.9	7,298.6	2,801.3
12-31-2042	46.8	191,192.3	217,338.2	23.0	46,368.9	170,969.3	54,321.2	18,205.0	6,405.0	2,355.9
12-31-2043	46.8	178,620.6	203,047.3	23.0	51,231.2	151,816.1	45,938.8	14,695.9	4,945.6	1,743.3
12-31-2044	46.8	196,772.4	223,681.4	23.0	48,212.6	175,468.8	50,567.6	15,441.4	4,970.6	1,679.1
12-31-2045	46.8	198,694.7	225,866.6	23.0	49,329.8	176,536.8	48,452.8	14,123.1	4,348.5	1,407.8
12-31-2046	46.8	201,255.0	228,777.0	23.0	50,365.5	178,411.5	46,635.5	12,975.5	3,821.5	1,185.6
12-31-2047	46.8	203,845.6	231,722.0	23.0	51,778.6	179,943.4	44,796.2	11,897.2	3,351.6	996.5
12-31-2048	46.8	207,105.4	235,427.6	23.0	52,630.8	182,796.7	43,339.5	10,987.1	2,960.6	843.6
12-31-2049	46.8	209,120.0	237,717.6	23.0	53,157.6	184,560.1	41,673.9	10,084.6	2,599.3	709.8
12-31-2050	46.8	178,516.4	202,928.9	23.0	45,156.2	157,772.8	33,928.9	7,837.2	1,932.2	505.6
12-31-2051	-	153,253.9	174,211.7	23.0	39,329.4	134,882.3	27,625.0	6,091.1	1,436.4	360.2
12-31-2052	-	127,351.1	144,766.7	23.0	33,296.3	111,470.3	21,742.9	4,576.2	1,032.2	248.1
12-31-2053	-	81,347.4	92,471.8	23.0	23,886.7	68,585.2	12,740.9	2,559.7	552.3	127.2
12-31-2054	-	36,807.5	41,841.0	23.0	12,241.6	29,599.4	5,236.8	1,004.3	207.3	45.7
12-31-2055	-	3,719.5	4,228.1	23.0	3,590.6	637.5	107.4	19.7	3.9	0.8
Total		5,291,929.5	6,649,643.4		1,219,535.4	5,430,108.0	2,593,906.4	1,566,613.2	1,109,230.6	866,814.9

[1] Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum 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
TAMAR PETROLEUM LTD.
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

Year	Tamar Petroleum Working Interest Production (BCF)	Average Price Received Per Production Unit ($/MCF)	Average Royalties Paid Per Production Unit ($/MCF)	Average Production Costs Per Production Unit ($/MCF)	Average Net Revenue Per Production Unit ($/MCF)	Reserves Depletion Rate[1] (%)
2018[2][3]	56.3	5.53	0.88	0.39	4.26	3.3
2017	32.0	5.43	0.86	0.37	4.20	3.4
2016	30.7	5.39	0.84	0.38	4.17	3.2

Note: The per-production-unit ($/MCF) estimates shown in this report are provided by Tamar Petroleum. These estimates are based on historical production data since January 2016 and include condensate revenue and costs.

(1) The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of the year.
(2) The Tamar Petroleum working interest in these properties increased from 9.25 percent to 16.75 percent on March 14, 2018.
(3) The 2018 data is representative of unaudited financial data.

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

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness[1] (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
Reservoir	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	2,309,629	2,594,825	2,845,871	20,275	21,711	22,935	114	120	124	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,576,608	1,693,767	1,782,698	14,263	15,027	15,158	111	113	118	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,839,279	1,964,971	2,063,220	9,095	9,095	9,095	202	216	227	0.87	0.90	0.90

	Porosity[2] (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF)[3]			Gas Recovery Factor (decimal)		
Reservoir	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.24	0.24	0.76	0.79	0.82	372	372	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72

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

(1) Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.
(2) The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.
(3) The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

Table VII

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

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2018

	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness[1] (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
Reservoir	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	300,301	318,108	318,108	2,517	2,517	2,517	119	126	126	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	137,183	137,183	1,065	1,065	1,065	120	129	129	0.82	0.87	0.88

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

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

(1) Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.
(2) The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

Table VIII

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

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
WORLDWIDE PETROLEUM CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY • GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

EXECUTIVE COMMITTEE
ROBERT C. BARG
P. SCOTT FROST
JOHN G. HATTNER
J. CARTER HENSON, JR.
MIKE K. NORTON
DAN PAUL SMITH
JOSEPH J. SPELLMAN
DANIEL T. WALKER

CHAIRMAN & CEO
C.H. (SCOTT) REES III
PRESIDENT & COO
DANNY D. SIMMONS
EXECUTIVE VP
G. LANCE BINDER

March 4, 2019

Mr. Yuval Raikin
Tamar Petroleum Ltd.
11 Galgalei Haplada Street
Herzelia 4672211
Israel

Dear Mr. Raikin:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grants permission to Tamar Petroleum Ltd. to use our report dated March 4, 2019, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2018, to the Tamar Petroleum Ltd. working interest in certain gas properties in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: Danny D. Simmons

Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

RBT:MAG

2100 ROSS AVENUE, SUITE 2200 • DALLAS, TEXAS 75201 • PH: 214-969-5401 • FAX: 214-969-5411
1301 MCKINNEY STREET, SUITE 3200 • HOUSTON, TEXAS 77010 • PH: 713-654-4950 • FAX: 713-654-4951
info@nsai-petro.com
netherlandsewell.com