

# תמר פטרוליום בע"מ

## ("החברה")

8 בינואר, 2020

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

לכבוד :  
רשות ניירות ערך  
באמצעות מגנ"א

א.ג.כ.,

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

בהמשך לאמור בדוח המידי מיום 5.3.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-018906) (להלן : "דוח העתודות הקודם") בדבר הערכת עתודות 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 31.12.2019 (להלן : "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW<sup>1</sup>), המסווגות כעתודות בהפקה (on production) הינן כמפורט להלן :

---

<sup>1</sup> המשאבים הנכללים במאגר תמר SW המפורטים בדוח זה אינם כוללים את חלק המאגר הגולש לשטח רשיון ערן. לפרטים נוספים ראו ביאור 14 לדוחות הכספיים ליום 30.9.2019, הכלולים בדוח רבעון שלישי 2019 שפורסם ביום 18.11.2019 (מס' אסמכתא 2019-01-112237) (להלן : "דוח רבעון שלישי 2019"), אשר הפרטים הכלולים בו מובאים בזאת על דרך ההפניה.

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה <sup>2</sup> (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		מאגר תמר		
בקונדנסט Milion Barrels	בגז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
1.4	1,063.5	10.1	7,741.0	1.0	796.4	9.0	6,944.5	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.5	416.3	3.9	3,030.1	0.2	159.1	3.7	2,871.0	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1.9	1,479.8	14.0	10,771.1	1.2	955.6	12.8	9,815.5	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.4	339.1	3.2	2,468.3	0.1	102.2	3.1	2,366.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2.4	1,818.9	17.2	13,239.4	1.4	1,057.8	15.8	12,181.6	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

<sup>2</sup> בדוח העתודות לא צוין חלק החברה (Net) אלא חלק החברה (Gross). חלק החברה בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה, לבעלי עניין ולצדדים שלישיים. התמלוגים האמורים נלקחו לפי שיעורם המלא (קרי: למדינה- 12.5% מסך הכנסות החברה; לבעלי עניין 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 לקרנות השתלמות למורים ולגננות – חברה מנהלת בע"מ ולקרנות השתלמות למורים תיכוננים, מורי סמינרים ומפקחים – חברה מנהלת בע"מ (אשר רכשו את זכות התמלוג מקבוצת דלק בע"מ ביום 26.12.2019) והמשולם לדלק 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. לפרטים אודות הליך גישור המתנהל בין החברה לבין קבוצת דלק בע"מ, דלק מערכות אנרגיה בע"מ ודלק תמלוגים (2012) בע"מ בקשר עם קביעת מועד החזר ההשקעה ראו ביאור 4' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2019 הכלולים בדוח רבעון שלישי 2019, אשר הפרטים הכלולים בו מובאים בזאת על דרך ההפניה.

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 שעלויות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות, שיתופעלו באופן סביר, שלא תיקבע גולציה 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, גיאופיזי, 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 חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה מפרויקט תמר.

#### ג. נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן: (א) התזרים המהוון חושב, בין היתר, על בסיס ממוצע משוקלל של מחירי הגז הנקובים בהסכמים 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<sup>3</sup>. יצוין כי שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב התאמת מחיר בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם עם חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל")<sup>4</sup>, בהסכם עם חברת Dolphinus Holdings Limited<sup>5</sup> (להלן: "דולפינוס") ו-"הסכם הייצוא למצרים" וכן שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז. במסגרת התזרים המהוון הונח כי תבוצע התאמת מחיר בשיעור של 25% בהסכם עם חברת החשמל במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021) וכי לא תבוצע התאמת מחיר במועד ההתאמה השני (קרי ביום

<sup>3</sup> תעריף ייצור החשמל המשוקלל (להלן: "תעריף ייצור החשמל") הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשיכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

<sup>4</sup> 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).

<sup>5</sup> ההסכם עם דולפינוס כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסוימים הקבועים בהסכם.

1.7.2024). כן הונח, כי תבוצע התאמת מחיר בשיעור של 5% בהסכם עם דולפינוס במועד התאמת המחיר הראשון וכי לא תבוצע התאמת מחיר במועד השני. לפרטים אודות שינויים בתזרים המהוון כתוצאה משינוי במחיר, לרבות כתוצאה משינוי בשיעור התאמת המחיר כאמור לעיל, ראו טבלאות רגישויות בסעיפים ד.ז. להלן. יצוין, כי בהמשך למפורט בדוח המיידני מיום 24 בספטמבר 2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-082341) אודות המגעים לתיקון הסכם חברת החשמל שניהלו שותפי תמר שאינם מחזיקים בפרויקט לויתן, הונח במסגרת התזרים המהוון כי התיקון האמור ייחתם. 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 של החברה ליום 31.12.2018 אשר פורסם ביום 22.3.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-023943) (להלן: **"הדוח התקופתי"**). להערכת היועצים המשפטיים של החברה, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%. ככל שתתקבל הבקשה לאישור התובענה הייצוגית ולאחר מכן יתקבל פס"ד סופי וחלוט בתובענה הייצוגית גופה נגד שותפי תמר, עלולה להיות לכך השפעה לרעה על עסקי החברה, לרבות על המחירים בהם תמכור החברה, ביחד עם יתר שותפי תמר, גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות התובענה<sup>6</sup>. הנתונים בדבר מחירי הגז והברנט כאמור סופקו ל-NSAI על-ידי החברה<sup>7</sup>; (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 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 תשתית נוספת וציוד הפקה נוסף. 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 להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות

<sup>6</sup> באשר לאחריות של דלק קידוחים ונובל לגבי אישור התביעה כתביעה ייצוגית ביחס לסכומים שהתקבלו על ידן בגין הזכויות בחזקת תמר אותן מכרו לחברה, ראו ביאור א'4 ו-ב'4 לדוחות הכספיים ליום 31.12.2018, בהתאמה.

<sup>7</sup> לצורך חישוב תחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על נתונים שהתקבלו מחברת ייעוץ המבוססים על שקלול נתונים של מספר גופים ציבוריים ופרטיים: (1) גידול שנתי במדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) בהיקף ממוצע של כ-2% לשנה; (2) מחיר חבית ברנט (Brent) של כ-63 דולר לחבית בשנת 2020, העולה לכ-80 דולר לחבית בשנת 2025, ולכ-97 דולר לחבית בשנת 2030, ועליה הדרגתית בשיעור ממוצע של כ-2.8% 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.

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 הזכויות 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<sup>8</sup> ותחזית היקף ההיצע והביקוש בשוק המקומי בכל אחת משנות הפרויקט<sup>9</sup>; (י) בחישוב התזרים המהוון הונחו מכירות לשווקים המקומיים במצרים ובירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- 44 BCM עד לשנת 2040, בין היתר, בהתבסס על תחזיות החברה לייצוא למצרים (ראו סעיף 7.4.5 לדוח התקופתי וכן דוח מיידי מיום 2.10.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-100333)); (יא) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן החברה, בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים (בפי הבאר) שישולמו על-ידי החברה: למדינה- תמלוגים בשיעור של 11.5% מכלל הכנסות החברה; ולבעלי עניין ולצדדים שלישיים- תמלוגים בשיעור של 9.13%<sup>10</sup> 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-ידם למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי והוא עשוי להשתנות, ואין כל וודאות כי שותפי תמר ו/או החברה יצליחו 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 חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן החברה, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט. 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 מיום 1.1.2020 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי

<sup>8</sup> יכולת אספקת הגז הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נת"ז, עומדת על כ- BCF 1.1 ליום בהפקה מקסימאלית. יצוין, כי במהלך שנת 2019, להערכת החברה נמכר על ידי שותפי תמר גז טבעי בכמות של כ- BCM 10.4 לשוק המקומי ולייצוא וכן כ- 482 אלפי חביות קונדנסט.

<sup>10</sup> שיעור התמלוג בסך 9.13% הינו לאחר מועד החזר ההשקעה. לפרטים אודות הליך גישור המתנהל בין החברה לבין קבוצת דלק בע"מ, דלק מערכות אנרגיה בע"מ ודלק תמלוגים (2012) בע"מ בקשר עם קביעת מועד החזר ההשקעה ראו ביאור ב' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2019 הכלולים בדוח רבעון שלישי 2019.

וקונדנסט שיופקו החל מיום 1.1.2020. יובהר, כי הכנסות שהתקבלו בשנת 2020 בגין מכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו בשנת 2019 לא נכללו בתזרים המהוון.

יצוין כי התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון ליום 31.12.2018 מהסיבות העיקריות הבאות:

1. עדכון מחירי המכירה: (א) לאור עדכון תחזיות תעריף ייצור החשמל, מדד המחירים לצרכן האמריקאי ומחיר חבית מסוג ברנט, עודכנו תחזיות מחירי המכירה (גז טבעי וקונדנסט) הרלבנטיים הצמודים להם; (ב) לאור עדכון תחזיות המחירים ללקוחות עתידיים בשוק המקומי ולייצוא; (ג) לאור עדכון תחזית שיעור התאמת המחיר במועד ההתאמה הראשון בהסכם חברת החשמל.

2. עדכון תחזיות הכמויות שעתידות להמכר: (א) לאור עדכון תחזית המכירות בשוק הגז הטבעי בשוק הישראלי ומממוש הסכם הייצוא למצרים, כמפורט בדוח המידי מיום 2.10.2019 (מס' אסמכתא: 2019-01-100333); (ב) לאור התיקון המוצע להסכם חברת חשמל, כמפורט בסעיף ג לעיל.

3. 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 ועלויות הוניות בגין עסקת הייצוא למצרים.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2019 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 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

<b>רכיבי התזרים</b>																
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>					<b>מסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% (מנכס הנפט)</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% (מנכס הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
					<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>												
140,058	143,070	146,285	149,728	153,425	23,874	3,059	180,358	-	26,347	27,770	-	46,476	280,951	9.30	427	<b>31.12.2020</b>
71,546	76,263	81,521	87,413	94,050	12,753	33,084	139,887	-	43,793	27,504	-	41,859	253,044	8.47	389	<b>31.12.2021</b>
84,192	93,644	104,651	117,558	132,808	11,161	63,067	207,037	-	10,173	27,088	-	48,423	292,721	9.75	447	<b>31.12.2022</b>
63,018	73,141	85,453	100,563	119,289	12,790	78,348	210,428	-	31,128	27,088	-	53,249	321,893	10.40	477	<b>31.12.2023</b>
49,171	59,551	72,738	89,676	111,693	10,402	92,571	214,667	-	31,128	27,093	-	54,090	326,978	10.40	477	<b>31.12.2024</b>
47,143	59,577	76,078	98,260	128,504	5,208	117,376	251,088	-	-	27,093	-	55,139	333,320	10.40	477	<b>31.12.2025</b>
39,208	51,702	69,023	93,394	128,247	5,131	117,332	250,710	-	-	27,093	-	55,064	332,867	10.40	477	<b>31.12.2026</b>
32,724	45,029	62,847	89,086	128,449	7,812	119,869	256,130	-	-	27,093	-	56,138	339,361	10.40	477	<b>31.12.2027</b>
26,249	37,689	54,993	81,665	123,636	19,205	125,658	268,499	-	-	27,093	-	58,590	354,182	10.74	493	<b>31.12.2028</b>
24,136	36,162	55,164	85,819	136,421	21,986	139,351	297,758	-	-	27,093	-	64,390	389,241	11.65	535	<b>31.12.2029</b>
20,464	31,994	51,024	83,159	138,803	22,697	142,072	303,572	-	-	27,093	-	65,542	396,207	11.65	535	<b>31.12.2030</b>
17,321	28,257	47,112	80,440	140,977	23,679	144,848	309,504	-	-	27,093	-	66,718	403,314	11.65	535	<b>31.12.2031</b>
12,223	20,807	36,267	64,872	119,378	30,302	131,674	281,355	-	33,835	27,093	-	67,845	410,127	11.65	535	<b>31.12.2032</b>
12,289	21,829	39,779	74,543	144,033	26,775	150,259	321,067	-	-	27,093	-	69,010	417,170	11.65	535	<b>31.12.2033</b>
10,303	19,097	36,382	71,423	144,904	28,072	152,166	325,142	-	-	27,093	-	69,818	422,052	11.55	530	<b>31.12.2034</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

<b>רכיבי התזרים</b>																
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>					<b>מסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% (מנכס הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% (מנכס הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
6,204	11,999	23,899	49,150	104,703	20,671	110,291	235,665	-	-	27,093	-	52,082	314,840	8.45	388	<b>31.12.2035</b>
4,275	8,628	17,965	38,707	86,580	16,920	91,049	194,549	-	-	27,093	-	43,932	265,574	6.98	321	<b>31.12.2036</b>
3,544	7,464	16,248	36,675	86,135	16,950	90,684	193,769	-	-	27,093	-	43,778	264,639	6.84	314	<b>31.12.2037</b>
2,767	6,081	13,840	32,725	80,702	15,872	84,957	181,532	-	-	27,093	-	41,352	249,976	6.36	292	<b>31.12.2038</b>
1,592	3,650	8,684	21,512	55,702	10,467	58,209	124,378	-	-	27,093	-	30,023	181,494	4.55	209	<b>31.12.2039</b>
1,328	3,178	7,906	20,518	55,785	10,562	58,366	124,714	-	-	27,093	-	30,090	181,897	4.48	206	<b>31.12.2040</b>
1,102	2,753	7,158	19,462	55,560	10,588	58,190	124,338	-	-	27,093	-	30,016	181,447	4.40	202	<b>31.12.2041</b>
928	2,417	6,572	18,719	56,110	10,198	58,332	124,640	-	-	27,093	-	30,075	181,808	4.34	199	<b>31.12.2042</b>
764	2,076	5,901	17,609	55,423	11,072	58,496	124,991	-	-	27,093	-	30,145	182,228	4.28	196	<b>31.12.2043</b>
546	1,549	4,603	14,388	47,548	12,506	52,829	112,883	12,448	-	27,093	-	30,213	182,637	4.22	194	<b>31.12.2044</b>
254	751	2,332	7,637	26,499	7,793	30,167	64,460	12,448	-	27,093	-	20,614	124,615	2.83	130	<b>31.12.2045</b>
19	59	190	653	2,381	2,332	4,146	8,859	12,448	-	27,093	-	9,594	57,994	1.30	60	<b>31.12.2046</b>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>31.12.2047</b>
<b>673,367</b>	<b>848,416</b>	<b>1,134,617</b>	<b>1,645,354</b>	<b>2,657,748</b>	<b>407,780</b>	<b>2,366,450</b>	<b>5,431,978</b>	<b>37,345</b>	<b>176,404</b>	<b>732,587</b>	<b>-</b>	<b>1,264,265</b>	<b>7,642,580</b>	<b>219</b>	<b>10,057</b>	<b>סה"כ</b>



סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (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	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח <sup>11</sup>	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2021	-	-	-	-	-	-	(21,429)	-	21,429	5,836	(1,342)	16,935	15,740	14,679	13,732	12,883
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	(10,714)	-	10,714	5,402	(710)	6,022	5,331	4,746	4,246	3,818
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	(31,128)	-	31,128	15,485	(2,869)	18,512	15,606	13,261	11,351	9,780
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	(31,128)	-	31,128	18,659	(2,910)	15,379	12,347	10,015	8,200	6,770
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	32,143	-	(32,143)	(14,910)	5,518	(22,751)	(17,397)	(13,469)	(10,548)	(8,347)
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,350	(1,350)	(983)	(726)	(544)	(413)
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	31,128	-	(31,128)	(14,568)	4,700	(21,260)	(14,745)	(10,402)	(7,453)	(5,416)
31.12.2028	0	0.01	232	38	-	-	31,128	-	(30,935)	(14,477)	4,363	(20,820)	(13,752)	(9,261)	(6,347)	(4,420)
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	82	52	33	22	15
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	82	49	30	19	12
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	82	47	27	16	10
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	(33,835)	-	33,835	15,835	(4,237)	22,237	12,084	6,756	3,876	2,277
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	(21)	(11)	(6)	(3)	(2)
31.12.2034	5	0.10	3,807	630	-	-	-	-	3,177	1,487	(297)	1,987	980	499	262	141
31.12.2035	147	3.20	119,285	19,733	-	-	-	-	99,552	46,591	10,788	42,174	19,797	9,626	4,833	2,499

<sup>11</sup> מאחר שרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הוודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות הצפויות ביחס למועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההוניות הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות (1P) + עתודות צפויות).

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

<b>רכיבי התזרים</b>																
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>					<b>מסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח<sup>11</sup></b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
3,027	6,108	12,719	27,405	61,298	17,461	69,284	148,043	-	-	-	-	29,344	177,387	4.67	214	<b>31.12.2036</b>
1,753	3,691	8,034	18,135	42,592	21,980	56,804	121,376	-	33,835	-	-	30,765	185,976	4.81	221	<b>31.12.2037</b>
1,768	3,885	8,842	20,908	51,561	23,612	66,129	141,302	-	32,143	-	-	34,379	207,824	5.29	243	<b>31.12.2038</b>
2,792	6,403	15,235	37,741	97,724	28,230	110,802	236,757	-	-	-	-	46,928	283,685	7.10	326	<b>31.12.2039</b>
2,385	5,707	14,195	36,839	100,158	28,957	113,583	242,699	-	-	-	-	48,106	290,805	7.17	329	<b>31.12.2040</b>
1,988	4,965	12,911	35,102	100,209	28,972	113,641	242,822	-	-	-	-	48,130	290,952	7.06	324	<b>31.12.2041</b>
1,580	4,117	11,192	31,878	95,556	28,208	108,874	232,637	-	-	-	-	46,112	278,749	6.65	305	<b>31.12.2042</b>
1,090	2,964	8,424	25,135	79,110	22,285	89,197	190,591	-	-	-	-	37,778	228,369	5.36	246	<b>31.12.2043</b>
796	2,257	6,706	20,964	69,280	15,630	74,695	159,605	(12,448)	-	-	-	29,168	176,324	4.07	187	<b>31.12.2044</b>
875	2,589	8,044	26,341	91,403	21,446	99,274	212,123	(12,448)	-	-	-	39,578	239,253	5.44	250	<b>31.12.2045</b>
908	2,806	9,114	31,268	113,924	28,173	125,003	267,101	(12,448)	-	-	-	50,475	305,128	6.82	313	<b>31.12.2046</b>
685	2,207	7,495	26,937	103,053	32,022	118,825	253,900	13,398	-	27,093	-	58,352	352,743	7.76	356	<b>31.12.2047</b>
454	1,527	5,420	20,407	81,973	26,736	95,631	204,340	13,398	-	27,093	-	48,529	293,359	6.35	291	<b>31.12.2048</b>
205	720	2,671	10,536	44,439	16,484	53,594	114,517	13,398	-	27,093	-	30,725	185,732	3.95	182	<b>31.12.2049</b>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>31.12.2050</b>
<b>39,912</b>	<b>71,607</b>	<b>156,811</b>	<b>404,742</b>	<b>1,189,571</b>	<b>354,324</b>	<b>1,360,674</b>	<b>2,904,569</b>	<b>2,849</b>	<b>32,143</b>	<b>81,279</b>	<b>-</b>	<b>598,770</b>	<b>3,619,610</b>	<b>86</b>	<b>3,939</b>	<b>סה"כ</b>

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
140,058	143,070	146,285	149,728	153,425	23,874	3,059	180,358	-	26,347	27,770	-	46,476	280,951	9.30	427	31.12.2020
84,429	89,995	96,200	103,153	110,985	11,410	38,921	161,316	-	22,364	27,504	-	41,859	253,044	8.47	389	31.12.2021
88,010	97,890	109,396	122,889	138,830	10,452	68,469	217,751	-	(541)	27,088	-	48,423	292,721	9.75	447	31.12.2022
72,798	84,491	98,714	116,169	137,802	9,921	93,834	241,556	-	-	27,088	-	53,249	321,893	10.40	477	31.12.2023
55,942	67,750	82,753	102,023	127,072	7,493	111,230	245,795	-	-	27,093	-	54,090	326,978	10.40	477	31.12.2024
38,797	49,029	62,608	80,863	105,753	10,726	102,466	218,945	-	32,143	27,093	-	55,139	333,320	10.40	477	31.12.2025
38,795	51,158	68,297	92,411	126,897	6,480	117,332	250,710	-	-	27,093	-	55,064	332,867	10.40	477	31.12.2026
27,308	37,576	52,445	74,341	107,188	12,512	105,301	225,002	-	31,128	27,093	-	56,138	339,361	10.40	477	31.12.2027
21,828	31,342	45,732	67,913	102,816	23,568	111,180	237,565	-	31,128	27,093	-	58,629	354,414	10.74	493	31.12.2028
24,150	36,184	55,197	85,871	136,504	21,904	139,351	297,758	-	-	27,093	-	64,390	389,241	11.65	535	31.12.2029
20,476	32,013	51,054	83,209	138,885	22,615	142,072	303,572	-	-	27,093	-	65,542	396,207	11.65	535	31.12.2030
17,331	28,273	47,139	80,487	141,059	23,597	144,848	309,504	-	-	27,093	-	66,718	403,314	11.65	535	31.12.2031
14,499	24,682	43,023	76,957	141,616	26,065	147,509	315,190	-	-	27,093	-	67,845	410,127	11.65	535	31.12.2032
12,287	21,826	39,774	74,532	144,011	26,796	150,259	321,067	-	-	27,093	-	69,010	417,170	11.65	535	31.12.2033
10,444	19,359	36,881	72,402	146,891	27,774	153,653	328,319	-	-	27,093	-	70,447	425,859	11.65	535	31.12.2034

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
8,702	16,832	33,525	68,947	146,876	31,459	156,882	335,217	-	-	27,093	-	71,815	434,125	11.65	535	31.12.2035
7,302	14,736	30,685	66,112	147,878	34,381	160,333	342,592	-	-	27,093	-	73,276	442,962	11.65	535	31.12.2036
5,297	11,155	24,283	54,810	128,727	38,930	147,488	315,145	-	33,835	27,093	-	74,543	450,615	11.65	535	31.12.2037
4,535	9,966	22,682	53,634	132,263	39,484	151,086	322,833	-	32,143	27,093	-	75,731	457,801	11.65	535	31.12.2038
4,384	10,053	23,919	59,253	153,427	38,697	169,011	361,135	-	-	27,093	-	76,952	465,179	11.65	535	31.12.2039
3,713	8,885	22,101	57,357	155,944	39,520	171,949	367,412	-	-	27,093	-	78,196	472,701	11.65	535	31.12.2040
3,091	7,718	20,070	54,565	155,769	39,560	171,831	367,160	-	-	27,093	-	78,146	472,399	11.46	526	31.12.2041
2,508	6,534	17,764	50,597	151,666	38,406	167,206	357,277	-	-	27,093	-	76,187	460,557	10.99	505	31.12.2042
1,854	5,040	14,325	42,744	134,533	33,357	147,692	315,581	-	-	27,093	-	67,923	410,597	9.64	443	31.12.2043
1,342	3,806	11,309	35,351	116,827	28,136	127,524	272,488	-	-	27,093	-	59,381	358,961	8.29	381	31.12.2044
1,128	3,340	10,376	33,978	117,902	29,240	129,441	276,583	-	-	27,093	-	60,193	363,868	8.27	380	31.12.2045
927	2,865	9,304	31,921	116,305	30,506	129,149	275,960	-	-	27,093	-	60,069	363,122	8.12	373	31.12.2046
685	2,207	7,495	26,937	103,053	32,022	118,825	253,900	13,398	-	27,093	-	58,352	352,743	7.76	356	31.12.2047
454	1,527	5,420	20,407	81,973	26,736	95,631	204,340	13,398	-	27,093	-	48,529	293,359	6.35	291	31.12.2048
205	720	2,671	10,536	44,439	16,484	53,594	114,517	13,398	-	27,093	-	30,725	185,732	3.95	182	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
713,279	920,022	1,291,427	2,050,097	3,847,316	762,105	3,727,126	8,336,548	40,194	208,547	813,868	-	1,863,037	11,262,188	305	13,998	סה"כ

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

<b>רכיבי התזרים</b>																
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>					<b>מסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
7,543	9,532	12,172	15,721	20,560	(3,460)	15,043	32,143	-	(32,143)	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(3,369)	(4,442)	(5,931)	(8,025)	(11,019)	2,469	(7,522)	(16,072)	-	16,072	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(2,713)	(3,733)	(5,211)	(7,386)	(10,650)	2,100	(7,522)	(16,072)	-	16,072	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(0)	(1)	(3)	-	-	-	-	(1)	(4)	(0.00)	(0)	31.12.2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
37	74	153	331	739	(739)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
906	1,907	4,152	9,372	22,012	(4,012)	15,835	33,835	-	(33,835)	-	-	-	-	-	-	31.12.2037

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
307	675	1,537	3,634	8,961	(861)	7,126	15,226	-	(15,226)	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
(341)	(783)	(1,863)	(4,615)	(11,950)	2,949	(7,917)	(16,918)	-	16,918	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
(262)	(628)	(1,562)	(4,053)	(11,019)	2,469	(7,522)	(16,072)	-	16,072	-	-	-	-	-	-	31.12.2040
(158)	(394)	(1,026)	(2,788)	(7,960)	2,903	(4,448)	(9,505)	-	16,072	-	-	1,302	7,869	0.19	9	31.12.2041
156	407	1,106	3,150	9,442	2,820	10,787	23,049	-	-	-	-	4,569	27,618	0.66	30	31.12.2042
403	1,097	3,117	9,300	29,269	8,743	33,439	71,452	-	-	-	-	14,163	85,614	2.01	92	31.12.2043
571	1,619	4,812	15,043	49,714	14,850	56,796	121,360	-	-	-	-	24,055	145,415	3.36	154	31.12.2044
481	1,424	4,423	14,485	50,263	15,805	58,120	124,189	-	-	-	-	24,616	148,805	3.38	155	31.12.2045
426	1,315	4,272	14,656	53,400	16,743	61,705	131,848	-	-	-	-	26,134	157,982	3.53	162	31.12.2046
455	1,466	4,978	17,892	68,447	17,235	75,375	161,057	(13,398)	-	-	-	29,268	176,927	3.89	179	31.12.2047
484	1,628	5,778	21,757	87,397	21,885	96,135	205,416	(13,398)	-	-	-	38,060	230,078	4.98	229	31.12.2048
536	1,881	6,979	27,530	116,114	30,008	128,544	274,666	(13,398)	-	-	-	51,787	313,054	6.66	306	31.12.2049
582	2,132	8,273	34,189	151,410	44,266	172,137	367,813	-	-	27,093	-	78,276	473,182	9.91	455	31.12.2050
457	1,746	7,081	30,657	142,559	41,311	161,750	345,619	-	-	27,093	-	73,876	446,588	9.20	423	31.12.2051
323	1,287	5,456	24,745	120,819	35,297	137,335	293,452	-	-	27,093	-	63,536	384,081	7.79	358	31.12.2052

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (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%	
31.12.2053	293	6.37	319,399	52,836	-	27,093	-	13,398	226,072	105,802	30,134	90,136	17,582	3,700	835	201	
31.12.2054	228	4.96	252,494	41,769	-	27,093	-	13,398	170,234	79,670	23,302	67,263	12,495	2,510	542	125	
31.12.2055	138	3.00	155,440	25,713	-	27,093	-	13,398	89,235	41,762	13,391	34,082	6,030	1,156	239	53	
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
סה"כ	3,209	70	3,324,540	549,958	-	162,557	(0)	-	2,612,025	1,222,428	319,607	1,069,990	251,700	66,066	19,824	7,200	



סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
140,058	143,070	146,285	149,728	153,425	23,874	3,059	180,358	-	26,347	27,770	-	46,476	280,951	9.30	427	31.12.2020
84,429	89,995	96,200	103,153	110,985	11,410	38,921	161,316	-	22,364	27,504	-	41,859	253,044	8.47	389	31.12.2021
88,010	97,890	109,396	122,889	138,830	10,452	68,469	217,751	-	(541)	27,088	-	48,423	292,721	9.75	447	31.12.2022
72,798	84,491	98,714	116,169	137,802	9,921	93,834	241,556	-	-	27,088	-	53,249	321,893	10.40	477	31.12.2023
55,942	67,750	82,753	102,023	127,072	7,493	111,230	245,795	-	-	27,093	-	54,090	326,978	10.40	477	31.12.2024
46,339	58,561	74,780	96,584	126,313	7,266	117,509	251,088	-	-	27,093	-	55,139	333,320	10.40	477	31.12.2025
35,426	46,716	62,366	84,386	115,878	8,950	109,811	234,639	-	16,072	27,093	-	55,064	332,867	10.40	477	31.12.2026
24,595	33,843	47,234	66,955	96,539	14,612	97,779	208,930	-	47,200	27,093	-	56,138	339,361	10.40	477	31.12.2027
21,828	31,342	45,732	67,913	102,816	23,568	111,180	237,565	-	31,128	27,093	-	58,629	354,414	10.74	493	31.12.2028
24,150	36,184	55,197	85,871	136,504	21,904	139,351	297,758	-	-	27,093	-	64,390	389,241	11.65	535	31.12.2029
20,476	32,013	51,054	83,209	138,885	22,615	142,072	303,572	-	-	27,093	-	65,542	396,207	11.65	535	31.12.2030
17,331	28,273	47,139	80,487	141,059	23,597	144,848	309,504	-	-	27,093	-	66,718	403,314	11.65	535	31.12.2031
14,499	24,682	43,023	76,957	141,616	26,065	147,509	315,190	-	-	27,093	-	67,845	410,127	11.65	535	31.12.2032
12,287	21,826	39,774	74,532	144,011	26,796	150,259	321,067	-	-	27,093	-	69,010	417,170	11.65	535	31.12.2033
10,444	19,359	36,881	72,401	146,890	27,774	153,652	328,316	-	-	27,093	-	70,447	425,855	11.65	535	31.12.2034
8,702	16,832	33,525	68,947	146,876	31,459	156,882	335,217	-	-	27,093	-	71,815	434,125	11.65	535	31.12.2035
7,338	14,810	30,838	66,442	148,617	33,642	160,333	342,592	-	-	27,093	-	73,276	442,962	11.65	535	31.12.2036
6,202	13,062	28,435	64,182	150,739	34,918	163,323	348,980	-	-	27,093	-	74,543	450,615	11.65	535	31.12.2037

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
4,842	10,641	24,218	57,267	141,224	38,623	158,212	338,059	-	16,918	27,093	-	75,731	457,801	11.65	535	31.12.2038
4,043	9,270	22,056	54,638	141,477	41,646	161,094	344,217	-	16,918	27,093	-	76,952	465,179	11.65	535	31.12.2039
3,451	8,257	20,540	53,304	144,924	41,989	164,427	351,341	-	16,072	27,093	-	78,196	472,701	11.65	535	31.12.2040
2,933	7,323	19,044	51,776	147,809	42,463	167,383	357,655	-	16,072	27,093	-	79,448	480,268	11.65	535	31.12.2041
2,664	6,941	18,870	53,747	161,108	41,226	177,993	380,327	-	-	27,093	-	80,756	488,175	11.65	535	31.12.2042
2,257	6,136	17,442	52,044	163,802	42,099	181,131	387,033	-	-	27,093	-	82,085	496,211	11.65	535	31.12.2043
1,912	5,425	16,121	50,395	166,541	42,986	184,321	393,847	-	-	27,093	-	83,436	504,376	11.65	535	31.12.2044
1,609	4,764	14,799	48,463	168,166	45,045	187,561	400,772	-	-	27,093	-	84,808	512,673	11.65	535	31.12.2045
1,353	4,180	13,577	46,578	169,705	47,248	190,854	407,808	-	-	27,093	-	86,203	521,104	11.65	535	31.12.2046
1,140	3,673	12,473	44,829	171,500	49,257	194,200	414,957	-	-	27,093	-	87,620	529,670	11.65	535	31.12.2047
938	3,155	11,198	42,164	169,370	48,620	191,765	409,755	-	-	27,093	-	86,589	523,437	11.33	520	31.12.2048
741	2,600	9,650	38,066	160,553	46,492	182,137	389,182	-	-	27,093	-	82,511	498,786	10.62	488	31.12.2049
582	2,132	8,273	34,189	151,410	44,266	172,137	367,813	-	-	27,093	-	78,276	473,182	9.91	455	31.12.2050
457	1,746	7,081	30,657	142,559	41,311	161,750	345,619	-	-	27,093	-	73,876	446,588	9.20	423	31.12.2051
323	1,287	5,456	24,745	120,819	35,297	137,335	293,452	-	-	27,093	-	63,536	384,081	7.79	358	31.12.2052
201	835	3,700	17,582	90,136	30,134	105,802	226,072	13,398	-	27,093	-	52,836	319,399	6.37	293	31.12.2053
125	542	2,510	12,495	67,263	23,302	79,670	170,234	13,398	-	27,093	-	41,769	252,494	4.96	228	31.12.2054
53	239	1,156	6,030	34,082	13,391	41,762	89,235	13,398	-	27,093	-	25,713	155,440	3.00	138	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2019 (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%
31.12.2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
סה"כ	17,206	375	14,586,731	2,412,994	-	976,423	208,547	40,195	10,948,572	4,949,552	1,081,712	4,917,308	2,301,796	1,357,494	939,847	720,479

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו (לרבות בקשר עם התיקון המוצע להסכם חברת חשמל), 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 וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשוקי 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 שנקבעו 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 המהווה (מחיר הגז וכמות מכירות הגז<sup>12</sup>) ליום 31.12.2019 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,918,291	1,239,115	925,286	733,832	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,397,961	1,030,247	771,498	612,730
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,313,470	171,579	77,265	42,147	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,066,202	142,572	66,455	38,153
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	4,231,761	1,410,694	1,002,551	775,979	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,464,163	1,172,819	837,952	650,883
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,183,648	72,673	21,638	7,738	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	956,243	59,407	17,968	6,630
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,415,409	1,483,367	1,024,189	783,717	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,420,406	1,232,225	855,920	657,512
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,047,453	1,290,067	962,374	762,686	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,268,582	978,248	733,122	582,417
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,375,482	179,012	80,137	43,303	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,003,958	134,830	63,247	36,643
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,422,935	1,469,079	1,042,511	805,989	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,272,540	1,113,078	796,369	619,060
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,240,477	75,977	22,546	8,007	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	899,196	55,974	16,960	6,281
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,663,412	1,545,055	1,065,056	813,996	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,171,737	1,169,052	813,329	625,340

<sup>12</sup> רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות הנדרשת לצורך הגדלת כמות הגז השנתית הנמכרת או הקטנתה.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,178,594	1,342,942	1,001,364	793,424	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,136,758	924,205	692,862	550,358
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,437,495	186,465	83,034	44,486	עתודות צפויות (Probable Reserves)	944,941	129,751	62,493	37,409
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,616,089	1,529,407	1,084,398	837,910	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,081,699	1,053,956	755,355	587,767
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,297,306	79,280	23,453	8,276	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	842,341	52,668	16,055	6,017
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	5,913,395	1,608,688	1,107,851	846,186	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	3,924,040	1,106,624	771,410	593,784

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,660,153	1,216,952	920,529	734,589	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,397,976	1,030,254	771,504	612,735
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,146,321	168,844	78,228	43,090	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,066,210	142,573	66,455	38,153
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,806,474	1,385,795	998,757	777,678	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,464,186	1,172,828	837,959	650,888
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,035,489	77,969	24,728	9,062	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	956,250	59,407	17,968	6,630
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	4,841,963	1,463,764	1,023,485	786,740	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	4,420,436	1,232,235	855,927	657,518

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,659,257	1,252,005	952,567	762,440	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,268,603	978,259	733,131	582,424
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,122,237	175,379	82,277	45,246	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,003,971	134,832	63,248	36,643
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,781,494	1,427,384	1,034,844	807,686	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,272,574	1,113,091	796,379	619,067
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,015,051	84,267	27,679	10,314	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	899,206	55,975	16,960	6,281
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	4,796,545	1,511,651	1,062,524	818,000	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	4,171,781	1,169,066	813,339	625,348
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,649,843	1,284,564	984,088	790,879	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,136,785	924,219	692,873	550,367
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,111,537	184,185	87,626	48,172	עתודות צפויות (Probable Reserves)	944,958	129,753	62,494	37,409
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,761,380	1,468,749	1,071,714	839,051	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,081,743	1,053,973	755,367	587,777
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	997,111	91,016	31,009	11,801	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	842,354	52,668	16,055	6,017
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	4,758,491	1,559,766	1,102,723	850,852	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	3,924,097	1,106,641	771,422	593,793

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 31.12.2019 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי החברה<sup>13</sup>:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%					קיטון בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,659,945	1,135,881	849,405	674,153	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,655,572	1,133,364	847,437	672,587
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,189,582	156,816	71,610	39,914	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,189,567	156,811	71,608	39,913
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,849,527	1,292,697	921,015	714,067	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,845,139	1,290,175	919,044	712,500
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,919,517	1,358,763	940,838	721,267	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,915,129	1,356,241	938,868	719,700
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,664,757	1,138,730	851,697	676,043	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,655,274	1,133,389	847,513	672,685
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,189,578	156,805	71,598	39,901	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,189,566	156,809	71,606	39,912
סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,854,335	1,295,535	923,295	715,943	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,844,840	1,290,198	919,119	712,597
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible)	4,924,325	1,361,601	943,119	723,143	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible)	4,914,830	1,356,265	938,943	719,797

<sup>13</sup> על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה- CPI, בניתוח הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

1. להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה החברה ליום 31.12.2019 (באלפי דולר).  
אשר בוצע על-ידי החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					קטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות P1 (Reserves Proved)	2,671,916	1,177,058	881,806	699,230	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,474,238	1,079,249	812,820	648,503
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,153,410	165,779	76,626	42,388	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,065,805	142,020	65,881	37,577
סה"כ עתודות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	3,825,326	1,342,836	958,433	741,618	סה"כ עתודות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	3,540,043	1,221,269	878,701	686,081
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,044,326	75,540	23,643	8,623	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	956,338	59,459	18,009	6,662
סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves e)	4,869,652	1,418,376	982,075	750,242	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves	4,496,381	1,280,728	896,710	692,743



ז. להלן ניתוח רגישות להתאמת המחיר שנקבע בהסכם עם חברת החשמל ליום 31.12.2019 (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 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה
הפחתת מחיר בשיעור של 0%					הפחתת מחיר בשיעור של 12.5%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	2,726,166	1,177,698	883,632	702,643	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,691,949	1,156,166	866,037	688,019
עתודות צפויות (Reserves Probable)	1,189,665	156,776	71,537	39,819	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,189,609	156,785	71,564	39,858
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,915,831	1,334,473	955,169	742,462	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	3,881,559	1,312,950	937,600	727,877
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,069,990	66,066	19,824	7,200
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	4,985,821	1,400,539	974,993	749,662	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	4,951,549	1,379,017	957,424	735,077

ח. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויכות לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם נובעים מהפקה של כ- BCF 369 וכ- 482 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה מהמאגר במהלך שנת 2019.

ט. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בשנים 2017-2019<sup>14</sup>.

גז טבעי <sup>15,16</sup>			
שנת 2019	שנת 2018	שנת 2017	
61,765	55,881	31,732	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב-MMCF)
5.59	5.49	5.41	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) <sup>17</sup>
0.62	0.61	0.61	המדינה
0.06	0.06	0.10	צדדים שלישיים
0.20	0.21	0.15	בעלי עניין
0.45	0.39	0.37	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
4.26	4.22	4.18	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
4.26	4.22	4.18	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
3.3	3.3	3.4	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) <sup>18</sup>

<sup>14</sup> יצוין, כי ממועד תחילת הזרמת הגז הטבעי מפרויקט תמר (קרי: יום 30 במרץ 2013) ועד ליום 31.12.2019 סופק ללקוחות גז טבעי בכמות כוללת של כ- BCM 60.9. עוד יצוין, כי היקף ההפקה הממוצע ליום של גז טבעי הסתכם בשנתיים האחרונות (1.1.2018– 31.12.2019) לכ- MMCF 1,002 (BCF 1.002). נתוני ההפקה לשנת 2019 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

<sup>15</sup> השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>16</sup> 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%.

<sup>17</sup> 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.

<sup>18</sup> שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח או למועד תחילת הפקה, לפי המאוחר. שיעור האזילה האמור מחושב בסוף השנה ולא במהלכה.

קונדנסט <sup>20,19</sup>			
שנת 2019	שנת 2018	שנת 2017	
80.8	73.2	42.1	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)
56.3	63.4	47.5	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
6.2	7.1	5.3	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
0.6	0.7	0.8	המדינה
2.1	2.3	1.4	צדדים שלישיים
2.5	2.1	2.0	בעלי עניין
44.9	51.2	38	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
-	-	-	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
44.9	51.2	38	היטל רווחי נפט וגז
3.3	3.3	3.5	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
			שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) <sup>21</sup>

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

#### י. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2019, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

#### יא. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 8 בינואר 2020 ;
- (2) ציון שם התאגיד: תמר פטרוליום בע"מ ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: רן אפרתי, דירקטור ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;

<sup>19</sup> השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו עוגל עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>20</sup> ראו הערת שוליים 15.

<sup>21</sup> כמויות הקונדנסט המופקות מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

- (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

**"הידרוקרבונים"** - פחמימנים; תרכובות המורכבות מפחמן ומימן, ובכלל זה, גז, נפט וקונדנסט.

**"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.

**"נקבוביות (Porosity)"** - היחס בין כלל נפח החללים בסלע לבין נפח הסלע כולו.

**"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources Management 2007 System** - מערכת דיווח להערכת עתודות ומשאבי נפט, כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), וכפי שתתקן מעת לעת.

**"נכס נפט"** - החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי העניין).

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

**"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.

**"עתודות מוכחות (Proved Reserves)"**; **"עתודות צפויות (Probable Reserves)"**; **"עתודות אפשריות (Possible Reserves)"**; **"עתודות בקטגוריה 1P/2P/3P (1P/2P/3P)"** – כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

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

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

**"MMCF"** – מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ- 0.00003 BCM.

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

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

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

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

בכבוד רב,

**תמר פטרוליום בע"מ**

ע"י ליעמי ויסמן, מנכ"ל

ויובל רייקין, סמנכ"ל כספים

## נספח א'

January 8, 2020

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

Dear Mr. Raikin:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grants permission to Tamar Petroleum Ltd. to use our report dated January 8, 2020, 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, 2019, to the Tamar Petroleum Ltd. interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

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

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

RBT:MDK

January 8, 2020

Tamar Petroleum Ltd.  
11 Galgalei Haplada Street  
Herzeliya 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, 2019, to the Tamar Petroleum Ltd. (Tamar Petroleum) 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, 2019, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,741.0	1,296.6	10.1	1.7
Probable	3,030.1	507.5	3.9	0.7
Proved + Probable (2P)	10,771.1	1,804.2	14.0	2.3
Possible	2,468.3	413.4	3.2	0.5
Proved + Probable + Possible (3P)	13,239.4	2,217.6	17.2	2.9

*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, 2019, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	2,657.7	1,645.4	1,134.6	848.4	673.4
Probable	1,189.6	404.7	156.8	71.6	39.9
Proved + Probable (2P)	3,847.3	2,050.1	1,291.4	920.0	713.3
Possible	1,070.0	251.7	66.1	19.8	7.2
Proved + Probable + Possible (3P)	4,917.3	2,301.8	1,357.5	939.8	720.5



January 8, 2020  
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2019, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	6,944.5	9.0	796.4	1.0	7,741.0	10.1
Probable	2,871.0	3.7	159.1	0.2	3,030.1	3.9
Proved + Probable (2P)	9,815.5	12.8	955.6	1.2	10,771.1	14.0
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	12,181.6	15.8	1,057.8	1.4	13,239.4	17.2

*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 January 6, 2020, exchange rate was 3.47 Israeli New Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2019, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is 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.

January 8, 2020  
Page 3 of 4

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 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

January 8, 2020  
Page 4 of 4

evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 16, 2019, 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: January 8, 2020

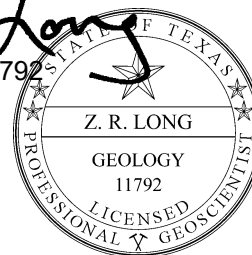
RBT:MDK



By:

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

Date Signed: January 8, 2020



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

### Preamble

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

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

### 1.0 Basic Principles and Definitions

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

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

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

### 1.1 Petroleum Resources Classification Framework

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

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

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

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

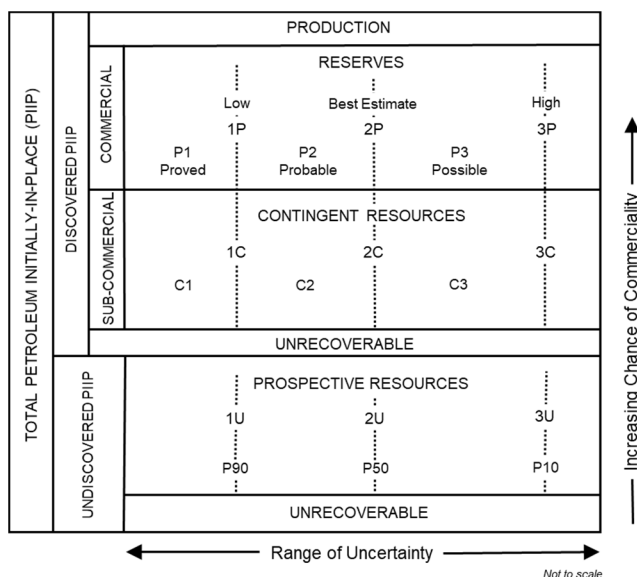


Figure 1.1—Resources classification framework

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

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

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
  - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
  - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

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

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

### 1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

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

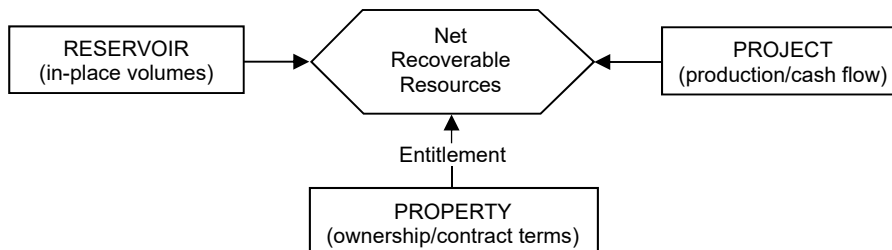


Figure 1.2—Resources evaluation

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

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

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

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

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

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

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

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

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

## 2.0 Classification and Categorization Guidelines

### 2.1 Resources Classification

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

#### 2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

#### 2.1.2 Determination of Commerciality

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

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO<sub>2</sub>) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

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

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

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

### 2.2 Resources Categorization

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

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

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

#### 2.2.1 Range of Uncertainty

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

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

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

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

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

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

#### 2.2.2 Category Definitions and Guidelines

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

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

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



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

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

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

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Reserves</b>	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: 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.</p> <p>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.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 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.</p> <p>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.</p>
<b>On Production</b>	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>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.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
<b>Approved for Development</b>	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.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

## 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
<b>Justified for Development</b>	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>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).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
<b>Contingent Resources</b>	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>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.</p> <p>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.</p>
<b>Development Pending</b>	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
<b>Development on Hold</b>	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for 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.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
<b>Development Unclassified</b>	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>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.</p> <p>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.</p>

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Development Not Viable</b>	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.
<b>Prospective Resources</b>	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.
<b>Prospect</b>	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.
<b>Lead</b>	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.
<b>Play</b>	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
<b>Developed Reserves</b>	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.
<b>Developed Producing Reserves</b>	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.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	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
<b>Undeveloped Reserves</b>	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
<b>Proved Reserves</b>	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.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the 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.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive.</li> <li>B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
<b>Probable Reserves</b>	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.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Category	Definition	Guidelines
<b>Possible Reserves</b>	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially 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.</p> <p>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.</p>

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, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				(M\$)
12-31-2020	280,950.5	32,309.3	9,010.4	5,156.2	46,475.9	26,346.5	-	27,770.0	180,358.1
12-31-2021	253,043.8	29,100.0	8,115.4	4,644.0	41,859.5	43,793.1	-	27,504.1	139,887.1
12-31-2022	292,721.0	33,662.9	9,387.9	5,372.2	48,423.1	10,173.1	-	27,088.2	207,036.7
12-31-2023	321,893.4	37,017.7	10,323.5	5,907.6	53,248.9	31,128.2	-	27,088.2	210,428.1
12-31-2024	326,977.9	37,602.5	10,486.6	6,000.9	54,090.0	31,128.2	-	27,092.9	214,666.9
12-31-2025	333,320.3	38,331.8	10,690.0	6,117.3	55,139.2	-	-	27,092.9	251,088.3
12-31-2026	332,867.4	38,279.8	10,675.5	6,109.0	55,064.2	-	-	27,092.9	250,710.3
12-31-2027	339,361.1	39,026.5	10,883.7	6,228.2	56,138.4	-	-	27,092.9	256,129.8
12-31-2028	354,182.4	40,731.0	11,359.1	6,500.2	58,590.2	-	-	27,092.9	268,499.3
12-31-2029	389,240.9	44,762.7	12,483.4	7,143.6	64,389.7	-	-	27,092.9	297,758.2
12-31-2030	396,207.3	45,563.8	12,706.9	7,271.4	65,542.2	-	-	27,092.9	303,572.3
12-31-2031	403,314.4	46,381.2	12,934.8	7,401.9	66,717.8	-	-	27,092.9	309,503.6
12-31-2032	410,127.3	47,164.6	13,153.3	7,526.9	67,844.9	33,835.0	-	27,092.9	281,354.5
12-31-2033	417,169.6	47,974.5	13,379.2	7,656.2	69,009.8	-	-	27,092.9	321,066.9
12-31-2034	422,052.5	48,536.0	13,535.8	7,745.8	69,817.6	-	-	27,092.9	325,142.0
12-31-2035	314,840.0	36,206.6	10,097.3	5,778.1	52,082.1	-	-	27,092.9	235,665.1
12-31-2036	265,574.5	30,541.1	8,517.3	4,874.0	43,932.4	-	-	27,092.9	194,549.2
12-31-2037	264,639.2	30,433.5	8,487.3	4,856.8	43,777.7	-	-	27,092.9	193,768.7
12-31-2038	249,976.5	28,747.3	8,017.1	4,587.7	41,352.1	-	-	27,092.9	181,531.5
12-31-2039	181,494.0	20,871.8	5,820.7	3,330.9	30,023.4	-	-	27,092.9	124,377.7
12-31-2040	181,896.7	20,918.1	5,833.7	3,338.3	30,090.1	-	-	27,092.9	124,713.7
12-31-2041	181,446.7	20,866.4	5,819.2	3,330.0	30,015.6	-	-	27,092.9	124,338.2
12-31-2042	181,808.4	20,908.0	5,830.8	3,336.7	30,075.4	-	-	27,092.9	124,640.0
12-31-2043	182,228.3	20,956.3	5,844.3	3,344.4	30,144.9	-	-	27,092.9	124,990.5
12-31-2044	182,636.9	21,003.2	5,857.4	3,351.9	30,212.5	-	12,448.4	27,092.9	112,883.1
12-31-2045	124,615.3	14,330.8	3,996.6	2,287.0	20,614.3	-	12,448.4	27,092.9	64,459.6
12-31-2046	57,993.8	6,669.3	1,859.9	1,064.3	9,593.6	-	12,448.4	27,092.9	8,858.9
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	7,642,579.8	878,896.7	245,107.2	140,261.5	1,264,265.4	176,404.1	37,345.3	732,586.6	5,431,978.4

<sup>(1)</sup> 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.

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, 2019

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	1.7	3,058.7	177,299.4	23.0	23,873.9	153,425.4	149,727.9	146,285.4	143,069.9	140,057.6
12-31-2021	23.7	33,084.2	106,802.9	23.0	12,752.8	94,050.2	87,412.9	81,521.2	76,262.8	71,546.4
12-31-2022	30.5	63,067.2	143,969.5	23.0	11,161.4	132,808.1	117,557.8	104,650.9	93,644.0	84,192.1
12-31-2023	37.2	78,348.5	132,079.7	23.0	12,790.4	119,289.3	100,563.1	85,452.9	73,140.7	63,018.4
12-31-2024	43.1	92,571.4	122,095.5	23.0	10,402.5	111,693.0	89,675.6	72,737.6	59,550.6	49,171.2
12-31-2025	46.7	117,376.3	133,712.0	23.0	5,207.7	128,504.3	98,259.9	76,077.8	59,577.1	47,143.4
12-31-2026	46.8	117,332.4	133,377.9	23.0	5,130.8	128,247.0	93,393.6	69,023.2	51,702.5	39,207.5
12-31-2027	46.8	119,868.7	136,261.0	23.0	7,812.1	128,448.9	89,086.3	62,847.1	45,029.5	32,724.4
12-31-2028	46.8	125,657.7	142,841.6	23.0	19,205.2	123,636.4	81,665.3	54,993.2	37,689.0	26,248.6
12-31-2029	46.8	139,350.9	158,407.4	23.0	21,985.9	136,421.5	85,819.2	55,163.6	36,162.1	24,135.8
12-31-2030	46.8	142,071.8	161,500.4	23.0	22,697.3	138,803.1	83,159.5	51,024.2	31,994.3	20,464.3
12-31-2031	46.8	144,847.7	164,655.9	23.0	23,679.2	140,976.7	80,439.7	47,112.0	28,256.8	17,320.6
12-31-2032	46.8	131,673.9	149,680.6	23.0	30,302.2	119,378.4	64,872.3	36,267.5	20,806.7	12,222.5
12-31-2033	46.8	150,259.3	170,807.6	23.0	26,775.1	144,032.5	74,542.7	39,779.5	21,829.3	12,288.9
12-31-2034	46.8	152,166.5	172,975.6	23.0	28,071.6	144,904.0	71,422.6	36,382.0	19,096.8	10,302.7
12-31-2035	46.8	110,291.2	125,373.8	23.0	20,671.0	104,702.8	49,150.1	23,898.5	11,998.9	6,203.7
12-31-2036	46.8	91,049.0	103,500.2	23.0	16,920.3	86,579.9	38,707.4	17,965.4	8,627.8	4,274.9
12-31-2037	46.8	90,683.7	103,084.9	23.0	16,949.7	86,135.3	36,674.8	16,248.3	7,464.0	3,544.1
12-31-2038	46.8	84,956.7	96,574.8	23.0	15,872.4	80,702.3	32,725.3	13,839.5	6,081.0	2,767.2
12-31-2039	46.8	58,208.8	66,168.9	23.0	10,466.8	55,702.2	21,512.0	8,683.9	3,649.8	1,591.6
12-31-2040	46.8	58,366.0	66,347.7	23.0	10,562.4	55,785.3	20,518.2	7,906.2	3,178.4	1,328.3
12-31-2041	46.8	58,190.3	66,147.9	23.0	10,587.8	55,560.2	19,462.3	7,158.5	2,752.7	1,102.5
12-31-2042	46.8	58,331.5	66,308.5	23.0	10,198.2	56,110.3	18,719.0	6,572.2	2,417.4	927.8
12-31-2043	46.8	58,495.6	66,495.0	23.0	11,072.0	55,422.9	17,609.2	5,901.5	2,076.3	763.7
12-31-2044	46.8	52,829.3	60,053.8	23.0	12,506.0	47,547.8	14,387.7	4,602.7	1,548.9	546.0
12-31-2045	46.8	30,167.1	34,292.5	23.0	7,793.3	26,499.2	7,636.7	2,331.9	750.6	253.6
12-31-2046	46.8	4,146.0	4,713.0	23.0	2,332.3	2,380.7	653.4	190.5	58.6	19.0
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		2,366,450.4	3,065,528.0		407,780.2	2,657,747.7	1,645,354.5	1,134,617.1	848,416.5	673,366.6

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
TAMAR PETROLEUM LTD.  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-21,428.8	-	-	21,428.8
12-31-2022	-	-	-	-	-	-10,714.4	-	-	10,714.4
12-31-2023	-	-	-	-	-	-31,128.2	-	-	31,128.2
12-31-2024	-	-	-	-	-	-31,128.2	-	-	31,128.2
12-31-2025	-	-	-	-	-	32,143.3	-	-	-32,143.3
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	31,128.2	-	-	-31,128.2
12-31-2028	232.0	26.7	7.4	4.3	38.4	31,128.2	-	-	-30,934.6
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-33,835.0	-	-	33,835.0
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	3,806.5	437.8	122.1	69.9	629.7	-	-	-	3,176.8
12-31-2035	119,285.0	13,717.8	3,825.6	2,189.2	19,732.6	-	-	-	99,552.4
12-31-2036	177,387.1	20,399.5	5,689.0	3,255.5	29,344.1	-	-	-	148,043.0
12-31-2037	185,976.1	21,387.3	5,964.5	3,413.2	30,764.9	33,835.0	-	-	121,376.2
12-31-2038	207,824.1	23,899.8	6,665.2	3,814.1	34,379.1	32,143.3	-	-	141,301.7
12-31-2039	283,685.3	32,623.8	9,098.1	5,206.4	46,928.3	-	-	-	236,757.0
12-31-2040	290,804.5	33,442.5	9,326.5	5,337.0	48,106.0	-	-	-	242,698.5
12-31-2041	290,952.3	33,459.5	9,331.2	5,339.7	48,130.5	-	-	-	242,821.8
12-31-2042	278,749.1	32,056.1	8,939.8	5,115.8	46,111.8	-	-	-	232,637.3
12-31-2043	228,368.6	26,262.4	7,324.1	4,191.2	37,777.6	-	-	-	190,591.0
12-31-2044	176,324.4	20,277.3	5,654.9	3,236.0	29,168.3	-	-12,448.4	-	159,604.6
12-31-2045	239,253.1	27,514.1	7,673.2	4,390.9	39,578.2	-	-12,448.4	-	212,123.4
12-31-2046	305,128.0	35,089.7	9,785.8	5,599.9	50,475.5	-	-12,448.4	-	267,100.9
12-31-2047	352,742.8	40,565.4	11,312.9	6,473.8	58,352.1	-	13,398.2	27,092.9	253,899.6
12-31-2048	293,359.4	33,736.3	9,408.4	5,383.9	48,528.7	-	13,398.2	27,092.9	204,339.6
12-31-2049	185,732.2	21,359.2	5,956.7	3,408.7	30,724.5	-	13,398.2	27,092.9	114,516.6
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3,619,610.4	416,255.2	116,085.5	66,429.4	598,770.1	32,143.3	2,849.3	81,278.6	2,904,569.1

<sup>(1)</sup> 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.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
TAMAR PETROLEUM LTD.  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	1.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	24.1	5,836.4	15,592.4	23.0	-1,342.4	16,934.8	15,739.7	14,678.8	13,732.0	12,882.7
12-31-2022	31.4	5,401.6	5,312.8	23.0	-709.5	6,022.4	5,330.8	4,745.5	4,246.4	3,817.8
12-31-2023	38.8	15,485.2	15,643.0	23.0	-2,869.4	18,512.3	15,606.2	13,261.3	11,350.6	9,779.7
12-31-2024	45.3	18,658.8	12,469.4	23.0	-2,909.6	15,379.1	12,347.5	10,015.3	8,199.6	6,770.4
12-31-2025	46.8	-14,910.0	-17,233.2	23.0	5,518.2	-22,751.5	-17,396.8	-13,469.4	-10,548.0	-8,346.7
12-31-2026	46.8	-	-	23.0	1,349.6	-1,349.6	-982.9	-726.4	-544.1	-412.6
12-31-2027	46.8	-14,568.0	-16,560.2	23.0	4,700.3	-21,260.5	-14,745.3	-10,402.3	-7,453.1	-5,416.4
12-31-2028	46.8	-14,477.4	-16,457.2	23.0	4,363.1	-20,820.3	-13,752.4	-9,260.8	-6,346.8	-4,420.2
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-82.2	82.2	51.7	33.3	21.8	14.6
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-82.2	82.2	49.3	30.2	19.0	12.1
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-82.2	82.2	46.9	27.5	16.5	10.1
12-31-2032	46.8	15,834.8	18,000.2	23.0	-4,237.1	22,237.3	12,084.2	6,755.8	3,875.8	2,276.8
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	21.0	-21.0	-10.9	-5.8	-3.2	-1.8
12-31-2034	46.8	1,486.8	1,690.1	23.0	-297.2	1,987.3	979.5	499.0	261.9	141.3
12-31-2035	46.8	46,590.5	52,961.9	23.0	10,788.2	42,173.6	19,797.3	9,626.2	4,833.1	2,498.8
12-31-2036	46.8	69,284.1	78,758.9	23.0	17,460.8	61,298.0	27,404.6	12,719.4	6,108.5	3,026.6
12-31-2037	46.8	56,804.1	64,572.1	23.0	21,979.9	42,592.2	18,135.0	8,034.5	3,690.8	1,752.5
12-31-2038	46.8	66,129.2	75,172.5	23.0	23,611.6	51,560.9	20,908.3	8,842.1	3,885.2	1,767.9
12-31-2039	46.8	110,802.3	125,954.7	23.0	28,230.3	97,724.4	37,740.9	15,235.1	6,403.2	2,792.3
12-31-2040	46.8	113,582.9	129,115.6	23.0	28,957.3	100,158.3	36,838.9	14,195.1	5,706.7	2,384.9
12-31-2041	46.8	113,640.6	129,181.2	23.0	28,972.4	100,208.8	35,102.3	12,911.1	4,964.8	1,988.4
12-31-2042	46.8	108,874.3	123,763.1	23.0	28,207.5	95,555.5	31,878.4	11,192.3	4,116.7	1,580.1
12-31-2043	46.8	89,196.6	101,394.4	23.0	22,284.5	79,109.9	25,135.2	8,423.7	2,963.7	1,090.1
12-31-2044	46.8	74,694.9	84,909.6	23.0	15,629.9	69,279.7	20,963.7	6,706.3	2,256.9	795.5
12-31-2045	46.8	99,273.7	112,849.6	23.0	21,446.4	91,403.2	26,341.1	8,043.6	2,589.2	874.7
12-31-2046	46.8	125,003.2	142,097.7	23.0	28,173.5	113,924.2	31,268.0	9,114.0	2,806.2	908.5
12-31-2047	46.8	118,825.0	135,074.6	23.0	32,021.5	103,053.1	26,937.4	7,494.8	2,207.3	684.8
12-31-2048	46.8	95,630.9	108,708.7	23.0	26,735.6	81,973.1	20,406.9	5,419.8	1,526.8	453.9
12-31-2049	46.8	53,593.8	60,922.8	23.0	16,484.1	44,438.7	10,536.0	2,671.0	719.7	205.1
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		1,360,674.3	1,543,894.8		354,324.0	1,189,570.7	404,741.6	156,810.9	71,607.0	39,912.0

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

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, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	280,950.5	32,309.3	9,010.4	5,156.2	46,475.9	26,346.5	-	27,770.0	180,358.1
12-31-2021	253,043.8	29,100.0	8,115.4	4,644.0	41,859.5	22,364.3	-	27,504.1	161,315.9
12-31-2022	292,721.0	33,662.9	9,387.9	5,372.2	48,423.1	-541.4	-	27,088.2	217,751.1
12-31-2023	321,893.4	37,017.7	10,323.5	5,907.6	53,248.9	-	-	27,088.2	241,556.3
12-31-2024	326,977.9	37,602.5	10,486.6	6,000.9	54,090.0	-	-	27,092.9	245,795.1
12-31-2025	333,320.3	38,331.8	10,690.0	6,117.3	55,139.2	32,143.3	-	27,092.9	218,945.1
12-31-2026	332,867.4	38,279.8	10,675.5	6,109.0	55,064.2	-	-	27,092.9	250,710.3
12-31-2027	339,361.1	39,026.5	10,883.7	6,228.2	56,138.4	31,128.2	-	27,092.9	225,001.6
12-31-2028	354,414.3	40,757.6	11,366.5	6,504.4	58,628.6	31,128.2	-	27,092.9	237,564.7
12-31-2029	389,240.9	44,762.7	12,483.4	7,143.6	64,389.7	-	-	27,092.9	297,758.2
12-31-2030	396,207.3	45,563.8	12,706.9	7,271.4	65,542.2	-	-	27,092.9	303,572.3
12-31-2031	403,314.4	46,381.2	12,934.8	7,401.9	66,717.8	-	-	27,092.9	309,503.6
12-31-2032	410,127.3	47,164.6	13,153.3	7,526.9	67,844.9	-	-	27,092.9	315,189.5
12-31-2033	417,169.6	47,974.5	13,379.2	7,656.2	69,009.8	-	-	27,092.9	321,066.9
12-31-2034	425,859.0	48,973.8	13,657.8	7,815.6	70,447.3	-	-	27,092.9	328,318.9
12-31-2035	434,125.0	49,924.4	13,922.9	7,967.3	71,814.7	-	-	27,092.9	335,217.5
12-31-2036	442,961.5	50,940.6	14,206.3	8,129.5	73,276.4	-	-	27,092.9	342,592.2
12-31-2037	450,615.3	51,820.8	14,451.8	8,270.0	74,542.5	33,835.0	-	27,092.9	315,144.9
12-31-2038	457,800.5	52,647.1	14,682.2	8,401.8	75,731.2	32,143.3	-	27,092.9	322,833.2
12-31-2039	465,179.4	53,495.6	14,918.9	8,537.3	76,951.8	-	-	27,092.9	361,134.7
12-31-2040	472,701.2	54,360.6	15,160.1	8,675.3	78,196.1	-	-	27,092.9	367,412.3
12-31-2041	472,398.9	54,325.9	15,150.4	8,669.8	78,146.1	-	-	27,092.9	367,160.0
12-31-2042	460,557.5	52,964.1	14,770.7	8,452.4	76,187.2	-	-	27,092.9	357,277.4
12-31-2043	410,596.9	47,218.6	13,168.4	7,535.5	67,922.5	-	-	27,092.9	315,581.5
12-31-2044	358,961.3	41,280.5	11,512.3	6,587.9	59,380.8	-	-	27,092.9	272,487.6
12-31-2045	363,868.4	41,844.9	11,669.7	6,677.9	60,192.5	-	-	27,092.9	276,583.0
12-31-2046	363,121.8	41,759.0	11,645.8	6,664.2	60,069.0	-	-	27,092.9	275,959.9
12-31-2047	352,742.8	40,565.4	11,312.9	6,473.8	58,352.1	-	13,398.2	27,092.9	253,899.6
12-31-2048	293,359.4	33,736.3	9,408.4	5,383.9	48,528.7	-	13,398.2	27,092.9	204,339.6
12-31-2049	185,732.2	21,359.2	5,956.7	3,408.7	30,724.5	-	13,398.2	27,092.9	114,516.6
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11,262,190.2	1,295,151.9	361,192.7	206,690.9	1,863,035.5	208,547.3	40,194.6	813,865.2	8,336,547.5

<sup>(1)</sup> 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.

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, 2019

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	1.7	3,058.7	177,299.4	23.0	23,873.9	153,425.4	149,727.9	146,285.4	143,069.9	140,057.6
12-31-2021	24.1	38,920.6	122,395.3	23.0	11,410.4	110,984.9	103,152.6	96,200.0	89,994.8	84,429.1
12-31-2022	31.4	68,468.8	149,282.3	23.0	10,451.9	138,830.5	122,888.6	109,396.4	97,890.4	88,009.9
12-31-2023	38.8	93,833.7	147,722.6	23.0	9,921.0	137,801.6	116,169.4	98,714.3	84,491.3	72,798.1
12-31-2024	45.3	111,230.1	134,564.9	23.0	7,492.8	127,072.1	102,023.1	82,752.9	67,750.1	55,941.6
12-31-2025	46.8	102,466.3	116,478.8	23.0	10,725.9	105,752.8	80,863.2	62,608.3	49,029.1	38,796.7
12-31-2026	46.8	117,332.4	133,377.9	23.0	6,480.5	126,897.4	92,410.7	68,296.8	51,158.4	38,794.9
12-31-2027	46.8	105,300.7	119,700.8	23.0	12,512.4	107,188.4	74,341.0	52,444.8	37,576.3	27,307.9
12-31-2028	46.8	111,180.3	126,384.4	23.0	23,568.2	102,816.2	67,912.9	45,732.4	31,342.2	21,828.3
12-31-2029	46.8	139,350.9	158,407.4	23.0	21,903.7	136,503.7	85,870.9	55,196.8	36,183.9	24,150.3
12-31-2030	46.8	142,071.8	161,500.4	23.0	22,615.1	138,885.4	83,208.7	51,054.4	32,013.2	20,476.4
12-31-2031	46.8	144,847.7	164,655.9	23.0	23,596.9	141,059.0	80,486.6	47,139.5	28,273.2	17,330.7
12-31-2032	46.8	147,508.7	167,680.8	23.0	26,065.1	141,615.7	76,956.5	43,023.2	24,682.5	14,499.3
12-31-2033	46.8	150,259.3	170,807.6	23.0	26,796.1	144,011.5	74,531.8	39,773.7	21,826.1	12,287.1
12-31-2034	46.8	153,653.2	174,665.6	23.0	27,774.4	146,891.2	72,402.1	36,880.9	19,358.7	10,444.0
12-31-2035	46.8	156,881.8	178,335.7	23.0	31,459.3	146,876.4	68,947.4	33,524.7	16,832.0	8,702.5
12-31-2036	46.8	160,333.2	182,259.1	23.0	34,381.2	147,877.9	66,111.9	30,684.8	14,736.3	7,301.5
12-31-2037	46.8	147,487.8	167,657.1	23.0	38,929.6	128,727.5	54,809.8	24,282.8	11,154.7	5,296.6
12-31-2038	46.8	151,086.0	171,747.3	23.0	39,484.0	132,263.2	53,633.6	22,681.6	9,966.2	4,535.1
12-31-2039	46.8	169,011.0	192,123.7	23.0	38,697.0	153,426.6	59,252.9	23,919.0	10,052.9	4,384.0
12-31-2040	46.8	171,948.9	195,463.3	23.0	39,519.7	155,943.6	57,357.1	22,101.3	8,885.1	3,713.2
12-31-2041	46.8	171,830.9	195,329.1	23.0	39,560.1	155,769.0	54,564.6	20,069.6	7,717.5	3,090.9
12-31-2042	46.8	167,205.8	190,071.6	23.0	38,405.7	151,665.9	50,597.4	17,764.5	6,534.1	2,507.9
12-31-2043	46.8	147,692.1	167,889.3	23.0	33,356.6	134,532.8	42,744.4	14,325.2	5,040.0	1,853.8
12-31-2044	46.8	127,524.2	144,963.4	23.0	28,135.9	116,827.5	35,351.5	11,309.0	3,805.8	1,341.5
12-31-2045	46.8	129,440.8	147,142.1	23.0	29,239.7	117,902.4	33,977.8	10,375.5	3,339.9	1,128.2
12-31-2046	46.8	129,149.2	146,810.6	23.0	30,505.7	116,304.9	31,921.4	9,304.5	2,864.9	927.5
12-31-2047	46.8	118,825.0	135,074.6	23.0	32,021.5	103,053.1	26,937.4	7,494.8	2,207.3	684.8
12-31-2048	46.8	95,630.9	108,708.7	23.0	26,735.6	81,973.1	20,406.9	5,419.8	1,526.8	453.9
12-31-2049	46.8	53,593.8	60,922.8	23.0	16,484.1	44,438.7	10,536.0	2,671.0	719.7	205.1
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		3,727,124.8	4,609,422.7		762,104.3	3,847,318.5	2,050,096.1	1,291,428.0	920,023.4	713,278.6

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
TAMAR PETROLEUM LTD.  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-32,143.3	-	-	32,143.3
12-31-2026	-	-	-	-	-	16,071.6	-	-	-16,071.6
12-31-2027	-	-	-	-	-	16,071.6	-	-	-16,071.6
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-3.7	-0.4	-0.1	-0.1	-0.6	-	-	-	-3.1
12-31-2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	-	-33,835.0	-	-	33,835.0
12-31-2038	-	-	-	-	-	-15,225.8	-	-	15,225.8
12-31-2039	-	-	-	-	-	16,917.5	-	-	-16,917.5
12-31-2040	-	-	-	-	-	16,071.6	-	-	-16,071.6
12-31-2041	7,868.7	904.9	252.4	144.4	1,301.7	16,071.6	-	-	-9,504.6
12-31-2042	27,617.8	3,176.0	885.7	506.9	4,568.6	-	-	-	23,049.2
12-31-2043	85,614.1	9,845.6	2,745.8	1,571.2	14,162.6	-	-	-	71,451.5
12-31-2044	145,415.0	16,722.7	4,663.6	2,668.7	24,055.1	-	-	-	121,359.8
12-31-2045	148,805.0	17,112.6	4,772.4	2,731.0	24,615.9	-	-	-	124,189.1
12-31-2046	157,981.9	18,167.9	5,066.7	2,899.4	26,134.0	-	-	-	131,847.9
12-31-2047	176,927.1	20,346.6	5,674.3	3,247.1	29,268.0	-	-13,398.2	-	161,057.3
12-31-2048	230,077.8	26,458.9	7,378.9	4,222.5	38,060.4	-	-13,398.2	-	205,415.6
12-31-2049	313,054.1	36,001.2	10,040.0	5,745.4	51,786.6	-	-13,398.2	-	274,665.7
12-31-2050	473,181.8	54,415.9	15,175.5	8,684.1	78,275.6	-	-	27,092.9	367,813.4
12-31-2051	446,587.8	51,357.6	14,322.6	8,196.1	73,876.3	-	-	27,092.9	345,618.7
12-31-2052	384,080.6	44,169.3	12,318.0	7,048.9	63,536.1	-	-	27,092.9	293,451.6
12-31-2053	319,399.1	36,730.9	10,243.5	5,861.8	52,836.2	-	13,398.2	27,092.9	226,071.8
12-31-2054	252,493.8	29,036.8	8,097.8	4,633.9	41,768.5	-	13,398.2	27,092.9	170,234.2
12-31-2055	155,439.5	17,875.5	4,985.1	2,852.7	25,713.4	-	13,398.2	27,092.9	89,235.0
Total	3,324,540.4	382,322.2	106,622.2	61,014.1	549,958.5	-	-	162,557.3	2,612,024.7

<sup>(1)</sup> 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
TAMAR PETROLEUM LTD.  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	1.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	24.1	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	31.4	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	38.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	45.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	46.8	15,043.0	17,100.2	23.0	-3,459.9	20,560.1	15,721.1	12,172.1	9,532.1	7,542.7
12-31-2026	46.8	-7,521.5	-8,550.1	23.0	2,469.2	-11,019.3	-8,024.6	-5,930.7	-4,442.4	-3,368.8
12-31-2027	46.8	-7,521.5	-8,550.1	23.0	2,099.6	-10,649.7	-7,386.1	-5,210.7	-3,733.4	-2,713.2
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	46.8	-1.4	-1.6	23.0	-0.4	-1.3	-0.6	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2035	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	-739.3	739.3	330.5	153.4	73.7	36.5
12-31-2037	46.8	15,834.8	18,000.2	23.0	-4,011.6	22,011.9	9,372.3	4,152.3	1,907.4	905.7
12-31-2038	46.8	7,125.7	8,100.1	23.0	-860.7	8,960.8	3,633.7	1,536.7	675.2	307.3
12-31-2039	46.8	-7,917.4	-9,000.1	23.0	2,949.4	-11,949.5	-4,614.9	-1,862.9	-783.0	-341.4
12-31-2040	46.8	-7,521.5	-8,550.1	23.0	2,469.2	-11,019.3	-4,053.0	-1,561.7	-627.8	-262.4
12-31-2041	46.8	-4,448.2	-5,056.5	23.0	2,903.1	-7,959.6	-2,788.2	-1,025.5	-394.4	-157.9
12-31-2042	46.8	10,787.0	12,262.2	23.0	2,820.3	9,441.9	3,149.9	1,105.9	406.8	156.1
12-31-2043	46.8	33,439.3	38,012.2	23.0	8,742.8	29,269.4	9,299.6	3,116.6	1,096.5	403.3
12-31-2044	46.8	56,796.4	64,563.4	23.0	14,849.6	49,713.8	15,043.2	4,812.3	1,619.5	570.9
12-31-2045	46.8	58,120.5	66,068.6	23.0	15,805.5	50,263.1	14,485.1	4,423.2	1,423.8	481.0
12-31-2046	46.8	61,704.8	70,143.1	23.0	16,742.6	53,400.5	14,656.4	4,272.1	1,315.4	425.8
12-31-2047	46.8	75,374.8	85,682.5	23.0	17,235.1	68,447.4	17,891.7	4,978.0	1,466.1	454.9
12-31-2048	46.8	96,134.5	109,281.1	23.0	21,884.6	87,396.5	21,757.0	5,778.3	1,627.8	484.0
12-31-2049	46.8	128,543.5	146,122.1	23.0	30,007.8	116,114.3	27,529.7	6,979.1	1,880.6	535.8
12-31-2050	46.8	172,136.7	195,676.7	23.0	44,266.3	151,410.4	34,188.7	8,273.3	2,132.4	582.3
12-31-2051	46.8	161,749.5	183,869.1	23.0	41,310.5	142,558.6	30,657.1	7,081.5	1,745.9	456.9
12-31-2052	46.8	137,335.3	156,116.2	23.0	35,297.0	120,819.2	24,744.8	5,456.0	1,286.6	322.7
12-31-2053	46.8	105,801.6	120,270.2	23.0	30,134.0	90,136.2	17,581.6	3,700.4	834.7	200.6
12-31-2054	46.8	79,669.6	90,564.6	23.0	23,301.7	67,262.9	12,495.2	2,510.3	541.6	124.7
12-31-2055	46.8	41,762.0	47,473.0	23.0	13,390.7	34,082.3	6,029.9	1,156.3	238.6	52.7
Total		1,222,427.6	1,389,597.1		319,607.3	1,069,989.8	251,700.0	66,066.1	19,823.6	7,200.0

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

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, 2019

Period Ending	Working Interest Revenue (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2020	280,950.5	32,309.3	9,010.4	5,156.2	46,475.9	26,346.5	-	27,770.0	180,358.1
12-31-2021	253,043.8	29,100.0	8,115.4	4,644.0	41,859.5	22,364.3	-	27,504.1	161,315.9
12-31-2022	292,721.0	33,662.9	9,387.9	5,372.2	48,423.1	-541.4	-	27,088.2	217,751.1
12-31-2023	321,893.4	37,017.7	10,323.5	5,907.6	53,248.9	-	-	27,088.2	241,556.3
12-31-2024	326,977.9	37,602.5	10,486.6	6,000.9	54,090.0	-	-	27,092.9	245,795.1
12-31-2025	333,320.3	38,331.8	10,690.0	6,117.3	55,139.2	-	-	27,092.9	251,088.3
12-31-2026	332,867.4	38,279.8	10,675.5	6,109.0	55,064.2	16,071.6	-	27,092.9	234,638.7
12-31-2027	339,361.1	39,026.5	10,883.7	6,228.2	56,138.4	47,199.8	-	27,092.9	208,930.0
12-31-2028	354,414.3	40,757.6	11,366.5	6,504.4	58,628.6	31,128.2	-	27,092.9	237,564.7
12-31-2029	389,240.9	44,762.7	12,483.4	7,143.6	64,389.7	-	-	27,092.9	297,758.2
12-31-2030	396,207.3	45,563.8	12,706.9	7,271.4	65,542.2	-	-	27,092.9	303,572.3
12-31-2031	403,314.4	46,381.2	12,934.8	7,401.9	66,717.8	-	-	27,092.9	309,503.6
12-31-2032	410,127.3	47,164.6	13,153.3	7,526.9	67,844.9	-	-	27,092.9	315,189.5
12-31-2033	417,169.6	47,974.5	13,379.2	7,656.2	69,009.8	-	-	27,092.9	321,066.9
12-31-2034	425,855.3	48,973.4	13,657.7	7,815.6	70,446.6	-	-	27,092.9	328,315.8
12-31-2035	434,125.0	49,924.4	13,922.9	7,967.3	71,814.7	-	-	27,092.9	335,217.5
12-31-2036	442,961.5	50,940.6	14,206.3	8,129.5	73,276.4	-	-	27,092.9	342,592.2
12-31-2037	450,615.3	51,820.8	14,451.8	8,270.0	74,542.5	-	-	27,092.9	348,979.9
12-31-2038	457,800.5	52,647.1	14,682.2	8,401.8	75,731.2	16,917.5	-	27,092.9	338,059.0
12-31-2039	465,179.4	53,495.6	14,918.9	8,537.3	76,951.8	16,917.5	-	27,092.9	344,217.2
12-31-2040	472,701.2	54,360.6	15,160.1	8,675.3	78,196.1	16,071.6	-	27,092.9	351,340.6
12-31-2041	480,267.6	55,230.8	15,402.8	8,814.2	79,447.7	16,071.6	-	27,092.9	357,655.4
12-31-2042	488,175.3	56,140.2	15,656.4	8,959.3	80,755.9	-	-	27,092.9	380,326.5
12-31-2043	496,211.1	57,064.3	15,914.1	9,106.8	82,085.2	-	-	27,092.9	387,033.0
12-31-2044	504,376.3	58,003.3	16,176.0	9,256.6	83,435.9	-	-	27,092.9	393,847.5
12-31-2045	512,673.3	58,957.4	16,442.1	9,408.9	84,808.4	-	-	27,092.9	400,772.0
12-31-2046	521,103.6	59,926.9	16,712.5	9,563.6	86,203.0	-	-	27,092.9	407,807.8
12-31-2047	529,669.9	60,912.0	16,987.2	9,720.8	87,620.1	-	-	27,092.9	414,956.9
12-31-2048	523,437.2	60,195.3	16,787.3	9,606.5	86,589.0	-	-	27,092.9	409,755.3
12-31-2049	498,786.3	57,360.4	15,996.7	9,154.0	82,511.2	-	-	27,092.9	389,182.3
12-31-2050	473,181.8	54,415.9	15,175.5	8,684.1	78,275.6	-	-	27,092.9	367,813.4
12-31-2051	446,587.8	51,357.6	14,322.6	8,196.1	73,876.3	-	-	27,092.9	345,618.7
12-31-2052	384,080.6	44,169.3	12,318.0	7,048.9	63,536.1	-	-	27,092.9	293,451.6
12-31-2053	319,399.1	36,730.9	10,243.5	5,861.8	52,836.2	-	13,398.2	27,092.9	226,071.8
12-31-2054	252,493.8	29,036.8	8,097.8	4,633.9	41,768.5	-	13,398.2	27,092.9	170,234.2
12-31-2055	155,439.5	17,875.5	4,985.1	2,852.7	25,713.4	-	13,398.2	27,092.9	89,235.0
Total	14,586,730.7	1,677,474.0	467,815.0	267,705.0	2,412,994.0	208,547.3	40,194.6	976,422.5	10,948,572.2

<sup>(1)</sup> 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.

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, 2019

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(1)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2020	1.7	3,058.7	177,299.4	23.0	23,873.9	153,425.4	149,727.9	146,285.4	143,069.9	140,057.6
12-31-2021	24.1	38,920.6	122,395.3	23.0	11,410.4	110,984.9	103,152.6	96,200.0	89,994.8	84,429.1
12-31-2022	31.4	68,468.8	149,282.3	23.0	10,451.9	138,830.5	122,888.6	109,396.4	97,890.4	88,009.9
12-31-2023	38.8	93,833.7	147,722.6	23.0	9,921.0	137,801.6	116,169.4	98,714.3	84,491.3	72,798.1
12-31-2024	45.3	111,230.1	134,564.9	23.0	7,492.8	127,072.1	102,023.1	82,752.9	67,750.1	55,941.6
12-31-2025	46.8	117,509.3	133,579.0	23.0	7,266.0	126,312.9	96,584.3	74,780.4	58,561.2	46,339.5
12-31-2026	46.8	109,810.9	124,827.8	23.0	8,949.7	115,878.0	84,386.1	62,366.1	46,716.0	35,426.1
12-31-2027	46.8	97,779.2	111,150.7	23.0	14,612.0	96,538.7	66,954.8	47,234.2	33,842.9	24,594.7
12-31-2028	46.8	111,180.3	126,384.4	23.0	23,568.2	102,816.2	67,912.9	45,732.4	31,342.2	21,828.3
12-31-2029	46.8	139,350.9	158,407.4	23.0	21,903.7	136,503.7	85,870.9	55,196.8	36,183.9	24,150.3
12-31-2030	46.8	142,071.8	161,500.4	23.0	22,615.1	138,885.4	83,208.7	51,054.4	32,013.2	20,476.4
12-31-2031	46.8	144,847.7	164,655.9	23.0	23,596.9	141,059.0	80,486.6	47,139.5	28,273.2	17,330.7
12-31-2032	46.8	147,508.7	167,680.8	23.0	26,065.1	141,615.7	76,956.5	43,023.2	24,682.5	14,499.3
12-31-2033	46.8	150,259.3	170,807.6	23.0	26,796.1	144,011.5	74,531.8	39,773.7	21,826.1	12,287.1
12-31-2034	46.8	153,651.8	174,664.0	23.0	27,774.0	146,890.0	72,401.5	36,880.6	19,358.6	10,443.9
12-31-2035	46.8	156,881.8	178,335.7	23.0	31,459.3	146,876.4	68,947.4	33,524.7	16,832.0	8,702.5
12-31-2036	46.8	160,333.2	182,259.1	23.0	33,641.9	148,617.2	66,442.4	30,838.3	14,810.0	7,338.0
12-31-2037	46.8	163,322.6	185,657.3	23.0	34,918.0	150,739.3	64,182.1	28,435.1	13,062.1	6,202.3
12-31-2038	46.8	158,211.6	179,847.4	23.0	38,623.4	141,224.0	57,267.3	24,218.3	10,641.4	4,842.3
12-31-2039	46.8	161,093.6	183,123.5	23.0	41,646.4	141,477.1	54,638.0	22,056.1	9,270.0	4,042.5
12-31-2040	46.8	164,427.4	186,913.2	23.0	41,989.0	144,924.2	53,304.1	20,539.6	8,257.2	3,450.8
12-31-2041	46.8	167,382.7	190,272.7	23.0	42,463.3	147,809.4	51,776.4	19,044.0	7,323.2	2,933.0
12-31-2042	46.8	177,992.8	202,333.7	23.0	41,226.0	161,107.7	53,747.4	18,870.4	6,940.9	2,664.0
12-31-2043	46.8	181,131.4	205,901.6	23.0	42,099.4	163,802.2	52,044.1	17,441.8	6,136.5	2,257.1
12-31-2044	46.8	184,320.6	209,526.9	23.0	42,985.5	166,541.3	50,394.6	16,121.3	5,425.3	1,912.4
12-31-2045	46.8	187,561.3	213,210.7	23.0	45,045.2	168,165.5	48,462.9	14,798.7	4,763.7	1,609.2
12-31-2046	46.8	190,854.0	216,953.7	23.0	47,248.3	169,705.4	46,577.8	13,576.6	4,180.3	1,353.3
12-31-2047	46.8	194,199.8	220,757.1	23.0	49,256.6	171,500.5	44,829.1	12,472.9	3,673.5	1,139.7
12-31-2048	46.8	191,765.5	217,989.8	23.0	48,620.2	169,369.7	42,163.9	11,198.1	3,154.6	937.9
12-31-2049	46.8	182,137.3	207,045.0	23.0	46,491.9	160,553.0	38,065.7	9,650.2	2,600.4	740.9
12-31-2050	46.8	172,136.7	195,676.7	23.0	44,266.3	151,410.4	34,188.7	8,273.3	2,132.4	582.3
12-31-2051	46.8	161,749.5	183,869.1	23.0	41,310.5	142,558.6	30,657.1	7,081.5	1,745.9	456.9
12-31-2052	46.8	137,335.3	156,116.2	23.0	35,297.0	120,819.2	24,744.8	5,456.0	1,286.6	322.7
12-31-2053	46.8	105,801.6	120,270.2	23.0	30,134.0	90,136.2	17,581.6	3,700.4	834.7	200.6
12-31-2054	46.8	79,669.6	90,564.6	23.0	23,301.7	67,262.9	12,495.2	2,510.3	541.6	124.7
12-31-2055	46.8	41,762.0	47,473.0	23.0	13,390.7	34,082.3	6,029.9	1,156.3	238.6	52.7
Total		4,949,552.3	5,999,019.9		1,081,711.6	4,917,308.3	2,301,796.1	1,357,494.1	939,847.1	720,478.6

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA  
TAMAR PETROLEUM LTD.  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Year	Tamar Petroleum Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2019 <sup>(2)</sup>	62.2	5.63	0.89	0.45	4.29	3.3
2018 <sup>(3)</sup>	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

Note: Values in this table have been provided by Tamar Petroleum; these values are based on historical production data since January 2017 and include condensate revenue and costs.

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

<sup>(2)</sup> The 2019 data is representative of unaudited financial data.

<sup>(3)</sup> The Tamar Petroleum working interest in these properties increased from 9.25 percent to 16.75 percent on March 14, 2018.



VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)</sup> (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	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

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

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

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

<sup>(2)</sup> The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

<sup>(3)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic feet.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2019

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

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

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

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

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