

**תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ**  
**("החברה")**

15 בפברואר, 2024

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

א.ג.ג.,

**הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31.12.2023 בפרויקט תמר**

בהמשך לאמור בדיווח מיידי מיום 29 במרץ 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-034497) בקשר עם הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 31 בדצמבר 2022, הכולל את מאגרי תמר ותמר South-West (להלן: "תמר SW"), שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "פרויקט תמר" ו-"חזקת תמר", בהתאמה) ובדבר נתוני תזרים המזומנים המהוון הנובע מתמלוג העל הקיים של החברה בפרויקט תמר (להלן: "התמלוג הקיים") נכון ליום 31.12.2022 (להלן ביחד: "דוח העתודות הקודם"), ובהמשך לאמור בדיווח מיידי של החברה מיום 18 בדצמבר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-13697) בדבר חתימה על הסכם לרכישת תמלוג על בשיעור של 6.25% (ברוטו), לפני הוצאות ותמלוגים אחרים לרבות התמלוג למדינה לפי חוק הנפט, התשי"ב-1952) מחלקה של דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת (להלן: "דור גז") (4% בנפט ו/או גז שיופקו, ככל שיופקו, מחזקת תמר ולרבות כל נכס שיובא במקומה (להלן: "עסקת אלון גז תמלוגים"; ו-"התמלוג הנרכש", לפי העניין)<sup>1</sup>, מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31 בדצמבר 2023, המיוחסים לתמלוג הקיים ולתמלוג הנרכש, כדלקמן<sup>2</sup>:

א. רקע

נכון למועד הדוח, יכולת אספקת הגז המירבית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של חברת נתיבי גז טבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), עומדת על כ-1.1 BCF ליום.

ביום 7 בדצמבר 2022 קיבלו השותפים בפרויקט תמר (להלן: "שותפי תמר") החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) בשלב הראשון של פרויקט דו שלבי לשימור, פיתוח והרחבת יכולת ההפקה של פרויקט תמר ולשדרוג מערכות ההולכה לייצוא (להלן: "פרויקט ההרחבה"). במסגרת החלטת ההשקעה הנ"ל, אושר תקציב<sup>3</sup> לביצוע השקעה בצינור הולכה שלישי מהבארות לפלטפורמת הטיפול וההפקה (להלן: "האסדה") בתשתיות הימיות, באסדה ובמתקן הקבלה באשדוד (להלן יחד: "ההשקעה בצינור ההולכה השלישי" ו/או "השלב הראשון של פרויקט ההרחבה").

<sup>1</sup> כמפורט בדיווח האמור מיום 18 בדצמבר 2023, הנכלל בדוח זה על דרך הפניה, ההסכם לרכישת התמלוג נחתם עם אלון גז תמלוגים בע"מ (להלן: "אלון גז תמלוגים"), שהיא חברה בבעלות מלאה של אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ (להלן: "אלון גז"), בעלת השליטה בחברה. דור גז היא שותפות מוגבלת בבעלות מלאה של אלון גז. לפרטים בדבר זימון אסיפה כללית שעל סדר יומה אישור עסקת אלון גז תמלוגים ראו דיווח מיידי של החברה מיום 20 בדצמבר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-114940) וכן דוח זימון אסיפה כללית מתוקן שיפורסם בסמוך לפרסום דוח זה (להלן: "דוח עסקת אלון גז תמלוגים").

<sup>2</sup> למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי לשנת 2022 כפי שפורסם ביום 29 במרץ 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-034569) (להלן: "הדוח התקופתי").

<sup>3</sup> כ-673 מיליון דולר (100% מהפרויקט). אומדן התקציב המעודכן לסיום השלב הראשון של פרויקט ההרחבה נכון למועד זה הינו כ-622 מיליון דולר (100% מהפרויקט).

נכון למועד הדוח, פועלים שותפי תמר לקראת אישור השקעה נוספת לצורך שדרוג המדחסים במתקן הקבלה באשדוד (להלן: "שדרוג המדחסים")<sup>4</sup>, אשר להערכת החברה, צפוי להתקבל במהלך הרבעון הראשון של שנת 2024. הנחת צינור ההולכה השלישי ושדרוג המדחסים צפויים להסתיים במהלך המחצית הראשונה של שנת 2025 ומטרתם הגדלה של יכולת ההפקה היומית המרבית לכ- BCF 1.6 ליום.

לפרטים בדבר קבלת אישור הממונה על ענייני הנפט מיום 23.8.2023, והעדכון לו מיום 13.12.2023, לייצוא כמויות גז נוספות ל- Blue Ocean Energy (להלן: "BOE") מפרויקט תמר (להלן: "אישור הייצוא החדש"), ראו דוחות מיידים של החברה מיום 24 באוגוסט 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-098019) ומיום 14 בדצמבר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-136119), בהתאמה. לפרטים אודות המשא המתן המצוי בשלבים מתקדמים לחתימה על תיקון להסכם הייצוא מיום 19.2.2018 (כפי שתוקן מעת לעת) עם BOE (להלן: "התיקון להסכם הייצוא"), ראו דוח מיידים של החברה מיום 4.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-131919).

בנוסף, לצורך ייצוא כמויות גז נוספות, נדרש שדרוג של מערכות ההולכה לייצוא, אשר יכול להתבצע באמצעות השתתפות במימון ושימוש בקיבולות מערכות ההולכה הבאות (להלן: "שדרוג מערכות ההולכה לייצוא")<sup>5</sup>: (א) תחנת דחיסה בירדן (הקמה ותפעול על ידי חברת הולכת הגז בירדן (FAJR) (להלן: "פרויקט FAJR+");<sup>5</sup> (ב) תחנת דחיסה באזור רמת חובב יחד עם הנחת צינור יבשתי מתחנה זו עד בסמוך למעבר ניצנה (הקמה ותפעול על ידי חברת נתג"ז) (להלן: "פרויקט ניצנה")<sup>6</sup>. היקף ועיתוי ההזרמה בכל אחת ממערכות ההולכה האמורות, יושפע מאישורים רגולטוריים הניתנים על-ידי המדינה ומהחלטות של יצואני גז אחרים בנוגע להשתתפותם בהשקעות במערכות ההולכה. תחת ההנחות כי פרויקט תמר יישא בכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בפרויקט FAJR+ ובכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בפרויקט ניצנה<sup>7</sup>, העלות המוערכת הכוללת של חלקם של שותפי תמר בשדרוג מערכות ההולכה לייצוא כאמור לעיל הינה כ-348 מיליוני דולר (שדרוג המדחסים ושדרוג מערכות ההולכה לייצוא יקראו יחד להלן: "השלב השני של פרויקט ההרחבה").

כפי שנמסר לחברה מאלון גז, נכון למועד הדוח, פועלים שותפי תמר לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט FAJR+, אשר צפויה להתקבל במהלך הרבעון הראשון של שנת 2024 וכן לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט ניצנה, אשר צפויה להתקבל במהלך המחצית הראשונה של שנת 2024. הצפי המשוער, כפי שנמסר מאלון גז, להשלמת פרויקט FAJR+ ופרויקט ניצנה הנו במחצית הראשונה של שנת 2026 ובמחצית הראשונה של שנת 2027, בהתאמה.

לאור המועד הצפוי לקבלת החלטות ההשקעה הסופיות (FID) בשלב השני של פרויקט ההרחבה, לאור אישור הייצוא החדש והמשא המתן המתקדם עם BOE לחתימה על התיקון להסכם הייצוא למצרים, ולאור ההתקדמות הצפויה והמוערכת של פרויקט ההרחבה על שני שלביו כאמור, התזרים המהווך ליום 31.12.2023 להלן מביא בחשבון את הגידול בכושר ההפקה היומית המרבית לכ- BCF 1.6 החל מהמחצית

<sup>4</sup> בהיקף כולל משוער של כ-24 מיליון דולר (100% לשותפי תמר).

<sup>5</sup> בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-334 מיליון דולר (100% פרויקט).

<sup>6</sup> בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-361 מיליון דולר (100% פרויקט).

<sup>7</sup> השיעור הינו בהתאם להערכת אלון גז, כפי שנמסרה לחברה, ביחס לשיעור ההשתתפות של היצואנים האחרים בקיבולות מערכות ההולכה הרלוונטיות. ההקצאה בפועל בין היצואנים תעשה בהתאם להחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מספר 3/2023, כאמור בסעיף 8 לעדכון פרק א' לדוח רבעון שני לשנת 2023 כפי שפורסם ביום 30 באוגוסט 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-081919).

הראשונה של שנת 2025 אשר תאפשר גידול בכמויות הנמכרות בעיקר לייצוא ובאופן הדרגתי, בין היתר, כתוצאה מהשלמת שדרוג מערכות ההולכה לייצוא כמפורט לעיל.

יובהר ויודגש כי החברה אינה מנהלת את נכסי הנפט מהם היא זכאית לתמלוגים, אינה מחזיקה בזכויות ישירות במאגר תמר, אינה נושאת בעלויות הפיתוח, התפעול והנטישה של פרויקט תמר ואין לה כל השפעה על אופן ניהול פרויקט תמר. משכך, המידע וההערכות הכלולים בדוח זה הינם למיטב ידיעת החברה ומבוססים, בעיקרם על מידע שנמסר לחברה מאלון גז ועל הערכותיה של אלון גז כפי שנמסרו לחברה, בהתאם להסכם הניהול והעברת המידע מיום 9 באוגוסט 2023.<sup>8</sup>

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המידע המובא בדוח זה, בדבר פרויקט ההרחבה (לרבות מועדים שונים מוערכים ועלויות שותפי תמר המוערכות), מועדים מוערכים לקבלת החלטות השקעה סופיות (FID) בשלב השני של פרויקט ההרחבה, שדרוג המדחסים ושדרוג מערכות ההולכה לייצוא כמתואר לעיל (לרבות מועדים שונים מוערכים), המועדים להגדלת כמות ההפקה והמכירה, והעלויות השונות עבור שותפי תמר מהווה "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "מידע צופה פני עתיד"), המתבסס על הערכות החברה ועל מידע שנמסר לחברה מאלון גז בקשר עם תוכניות העבודה של פרויקט תמר נכון למועד זה, על אומדני Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה" או "שברון") ותוכניותיה נכון למועד זה, בנוגע לזמינות ציוד, שירותים ועלויות ולוחות זמנים, השלמת תכנון הנדסי (FEED), הנחות לגבי חתימה על הסכמים עם צדדים שלישיים לרבות בקשר עם ייצוא הגז והולכתו, הנחות בקשר עם קבלת אישורים רגולטוריים, קבלת החלטות השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי תמר לשלב השני של פרויקט ההרחבה, והנחות לגבי משך התארכות הפרויקטים. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש במועדים שונים ו/או באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בחברה, לרבות התארכות מלחמת "חרבות ברזל" ו/או הרחבת היקפה<sup>9</sup>, אי קבלת אישורים רגולטוריים בידי שותפי תמר, אי התקשרות בהסכמים בין שותפי תמר ו/או המפעילה לצדדים שלישיים, אי השתכללות התיקון להסכם הייצוא, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, הקצאה שונה במערכות ההולכה לייצוא, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 28 לפרק א' לדוח התקופתי. התקיימות הגורמים האמורים לעיל, כולם או חלקם, עלולים לגרום לכך שלא תתקבלנה בידי שותפי תמר החלטות ההשקעה הסופיות הנדרשות ו/או לא יושלמו במועדן כל עבודות פרויקט ההרחבה לרבות שדרוג מערכות ההולכה ליצוא, או שתתקבלנה החלטות השקעה אשר הינן שונות מהותית מהאמור בדוח זה או שלא יחתמו או שלא יחתמו במועדים המוערכים, הסכמים

<sup>8</sup> לפרטים בנוגע להסכם הניהול והעברת המידע, אשר אושר על ידי אסיפת בעלי המניות של החברה ביום 4 ביולי 2023, ראו בדוח זימון האסיפה שפורסם ביום 26 ביוני 2023 (מס' אסמכתא 01-059653-2023), הנכלל בדוח זה על דרך הפניה.

<sup>9</sup> לפרטים בדבר הערכות החברה בקשר עם השלכות המלחמה והפסקת הפקת הגז וחידושה בעקבות המלחמה ראו באור 1. ג. לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023. לפרטים אודות החלטות הממשלה מיום 9.10.2023, 18.10.2023 ו-21.11.2023 בדבר "הכרזה על שעת חירום במשק הגז הטבעי" ראו סעיף 10 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שלישי לשנת 2023. בהקשר זה יצוין, כי ביום 26.1.2024 קיבלה הממשלה החלטה נוספת בנושא, החלטה מס' 1340, המאריכה את ההכרזה על שעת חירום במשק הגז הטבעי ומאשרת לשר האנרגיה והתשתיות להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, כל עוד מתקיימות הנסיבות האמורות בהחלטת ממשלה מס' 2592 מיום 2.4.2017 שעניינה "עידוד מאגרים קטנים ובינוניים והכרזה על שעת חירום במשק הגז הטבעי" וככל שיש צורך בהפעלת הסמכויות הקבועות בתקנות משק הגז הטבעי (ניהול משק גז טבעי בעת שעת חירום), התשע"ז-2017 (להלן: "תקנות שעת חירום"), על מנת להתמודד עם מחסור בגז טבעי במשק המקומי, ככל שייוצר, וזאת החל מיום 2.2.2024 ועד ליום 1.3.2024. עוד נקבע במסגרת ההחלטה, כי הכרזה שתיתן בטווח המועדים המאושר תינתן לתקופה שלא תעלה על שבועיים, ובכל מקרה תסתיים לא יאוחר מיום 15.3.2024. יצוין, כי בהתאם לתקנה 8 לתקנות שעת חירום, מוסמך השר, בין היתר, להורות על הקצאה שונה של כמויות הגז הטבעי לאספקה זאת כאשר המחסור בגז טבעי פוגע באופן ממושך בתפקוד הסדיר של המשק או באספקה הסדירה של החשמל. יובהר, כי נכון למועד הדוח, למיטב ידיעת החברה, לא קיים מצב של מחסור בגז טבעי במשק המקומי, ולא הוכרז על שעת חירום במשק הגז הטבעי.

הדרושים לשם מכירת הכמויות הנוספות ו/או לשם הולכת הכמויות הנוספות, ולכך שנתוני הכמויות יהיו שונים.

ב. נתוני כמויות

על פי דוח העתודות שקיבלה החברה מ-Netherland, Sewell & Associates Inc (להלן: "NSAI" או "המעריך"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31 בדצמבר 2023 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגר תמר ומאגר תמר SW<sup>10</sup>), המיוחסות לתמלוג הקיים (קרי: כ- 1.52%<sup>11</sup>) וכן לתמלוג החדש שיוחס לחברה בהנחה של השלמת עסקת אלון גז תמלוגים (קרי: כ- 1.77%<sup>12</sup>) הינן כמפורט להלן<sup>13</sup>:

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (כ- 1.77%)		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) החלק המשוך למחזיקי הזכויות של החברה (כ- 1.52%)		סה"כ (100% בנכס הנפט)						קטגוריית עתודות
				סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		מאגר תמר		
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
0.2	136.3	0.2	117.1	10.0	7,685.9	0.8	598.9	9.2	7,087.0	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.1	46.2	0.1	39.7	3.4	2,606.7	0.3	197.2	3.1	2,409.4	עתודות צפויות (Probable Reserves)
0.2	182.5	0.2	156.8	13.4	10,292.6	1.0	796.1	12.3	9,496.5	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.1	38.5	0.0	33.1	2.8	2,171.7	0.3	201.9	2.6	1,969.8	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
0.3	221.0	0.2	189.9	16.2	12,464.3	1.3	998.0	14.9	11,466.3	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

<sup>10</sup> העתודות המצויינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות עתודות המצויות בשטח רישיון 353/ערך". לפרטים ראו סעיף 9.1 ז'. לפרק א' לדוח התקופתי ובאור 3. יא. לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023.

<sup>11</sup> כמות המשאבים המיוחסת לחברה בדוח העתודות של NSAI חושבה ביחס לשיעור תמלוגים של כ- 1.52%, השווה לשיעור התמלוגים שזכאית החברה לקבל ממשלמות התמלוגים ולפי שיעורו המלא (4.875%) כשהוא מוכפל בשיעור זכויותיהן של משלמות התמלוגים בחזקת תמר (בסה"כ ביחד - 31.25%). יצוין כי שיעור התמלוגים האפקטיבי, בהתחשב בכך שהתמלוג מחושב לפי שווי שוק בפי הבאר הוא כ- 1.35% (לפרטים נוספים בדבר אופן חישוב התמלוגים למדינה, ראו סעיף 8.2 לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי).

<sup>12</sup> כמות המשאבים המיוחסת לחברה בדוח העתודות של NSAI בהנחה של השלמת עסקת אלון גז תמלוגים, חושבה ביחס לשיעור תמלוגים של כ- 1.77%, השווה לשיעור התמלוגים שזכאית החברה לקבל ממשלמות התמלוגים הקיימות טרם השלמת עסקת אלון גז תמלוגים ולפי שיעורו המלא (4.875%) כשהוא מוכפל בשיעור זכויותיהן של משלמות התמלוגים אלה בחזקת תמר (בסה"כ ביחד - 31.25%) ובתוספת שיעור התמלוגים המלא (6.25%), שתהא זכאית החברה לקבל מדור גז ככל שעסקת אלון גז תמלוגים תושלם, כשהוא מוכפל בשיעור זכויותיהן של דור גז בחזקת תמר (4%). יצוין כי סך שיעור התמלוגים האפקטיבי, בהתחשב בכך שהתמלוג מחושב לפי שווי שוק בפי הבאר הוא כ- 1.57% (לפרטים נוספים בדבר אופן חישוב התמלוגים למדינה, ראו סעיף 8.2 לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי).

<sup>13</sup> יצוין כי דוח העתודות של NSAI הביא בחשבון, בין היתר, את השלמת פרויקט ההרחבה.

**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).**

בדוח העתודות ציינה NSAI, כי שלב הבשלות של הפרויקט אליו משתייכות העתודות הינו בהפקה (on production). כן ציינה NSAI בדוח העתודות, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים; (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. הואיל והחברה היא בעלת זכות לתמלוג, היא אינה חשופה לחבות בגין סיכוני איכות הסביבה, יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מהמפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI אשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים 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 נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מפרויקט תמר בפועל.**

להלן טבלת סיכום נתוני התזרים המהוון (חלק החברה ברוטו, קרי כ- 1.52%) ערב עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר (באלפי דולר, לאחר היטל ומס):

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	299,804	202,259	145,641	110,616	87,721
עתודות צפויות (Probable Reserves)	103,323	43,458	19,571	9,339	4,684
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	403,128	245,716	165,211	119,954	92,403
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,264	27,706	9,827	3,787	1,565
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	489,390	273,420	175,039	123,741	93,970

להלן טבלת סיכום נתוני התזרים המהוון (חלק החברה ברוטו, קרי כ- 1.77%) לאחר השלמת עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר (באלפי דולר, לאחר היטל ומס):

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	350,275	236,324	170,178	129,257	102,507
עתודות צפויות (Probable Reserves)	120,277	50,597	22,792	10,877	5,457
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	470,553	286,922	192,968	140,135	107,964
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	100,418	32,253	11,440	4,409	1,822
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	570,968	319,174	204,406	144,545	109,785

לפרטים מלאים אודות נתוני התזרימים המהוונים, ההנחות בבסיסי התזרימים וניתוחי הרגישות ראו סעיף ג' להלן.

### ג. נתוני התזרים המהוון

להלן מובאים נתוני תזרים מהוון הכוללים את השלמת פרויקט ההרחבה כמפורט לעיל, המבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה החברה ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שתימכרנה על-ידי משלמות התמלוגים בפרויקט תמר מבוססות על: (1) כושר ההפקה הנוכחי של פרויקט תמר וכן כושר ההפקה החזוי בהתחשב, בין היתר, בביצוע פרויקט ההרחבה כמפורט לעיל. יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות העתודות בתזרים עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (2) הנחות החברה לגבי כמויות גז טבעי והקונדנסט שתימכרנה ללקוחות תחת ההסכמים הקיימים שהשותפות הינה צד להם, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם BOE (ראו סעיף 11.5 ב. לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי (להלן: "הסכם הייצוא"), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן עשתה החברה שימוש לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) (להלן: "מחיר הברנט") לאור השפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות ל-BOE ולרבות ההסכם עם חברת

החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל")<sup>14</sup> בהתחשב, בין היתר, בתחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור החברה על ידי יועצים חיצוניים (Consulting BDO Group, להלן: "תחזית BDO" ו-"BDO", בהתאמה)<sup>15</sup>; (3) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת החברה תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על תחזית BDO ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים בשוק המקומי<sup>16</sup>; ו- (4) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת החברה תימכרנה בשווקים האזוריים וזאת בהתבסס, בין היתר, על ההנחה כי יחתם התיקון להסכם הייצוא בקשר להגדלת כמויות הייצוא<sup>17</sup> וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה<sup>18</sup>.

#### (ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט –

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הגז הטבעי שיימכר מפרויקט תמר מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים קיימים (בהתחשב גם בהתחייבויות מינימאליות לצריכה ובנוסחאות מחיר הקבועות בהסכמים כאמור), על הנחות החברה לגבי מחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על כמויות מכירה מוערכות בשוק המקומי ולייצוא (המושפעות כאמור לעיל מביקושים חזויים והיצע צפוי), ועל סביבת המחירים המוערכת בשוק באותו מועד.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל<sup>19</sup>, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר הברנט<sup>20</sup>.

ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שסופקו לחברה על ידי BDO להלן:

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול של כ- 2.8% בשנת 2024, כ-2.4% בשנת 2025 וכ-2.2% לשנה החל משנת 2026;

(2) מחיר הברנט – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים<sup>21</sup>: הבנק

העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, ו-2 חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: Wood Mackenzie ו-IHS Global Insights. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר (נומינלי) של

<sup>14</sup> פרטים בדבר הסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 11.4 ד. לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי.

<sup>15</sup> תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל בשנים הקרובות עליה התבססה החברה הינה כדלקמן (BCM): 2024 – 13.4; 2025 – 15.0; 2026 – 17.3; 2027 – 18.0; 2028 – 18.8. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע מקצב יישום מדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים ואוטובוסים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישורין או בעקיפין, לגידול הביקוש לחשמל ולגז טבעי. בנוסף, להתפתחויות בלתי צפויות במלחמת "חרבות ברזל" עשויה להיות השפעה על הביקוש לחשמל בישראל, וכן על קצב מימוש פרויקטים להקמת כושר ייצור בתחום החשמל בישראל, לרבות קצב ההסבה מפחם לגז של תחנות הכוח של חברת החשמל באשקלון.

<sup>16</sup> מאגר כריש החל בהזרמת גז טבעי לשוק המקומי בחודש אוקטובר 2022.

<sup>17</sup> כמפורט בסעיף א' לדוח זה, שותפי תמר נמצאים במשא ומתן עם BOE המצוי בשלבים מתקדמים לחתימה על תיקון להסכם הייצוא. נכון למועד הדוח, טרם נחתם התיקון להסכם הייצוא.

<sup>18</sup> הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החוזית בהסכמי הייצוא הקיימים (לרבות התיקון להסכם הייצוא למצרים), תמכרנה כמויות גז נוספות בשיעורים דומים ליחס שבין הכמויות בהסכמים הקיימים בשוק המקומי לכמויות הסכמי הייצוא (לרבות התיקון להסכם הייצוא למצרים), תחת מגבלת כמויות הייצוא של מאגר תמר.

<sup>19</sup> תעריף ייצור החשמל הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פריטיים.

<sup>20</sup> כלל ההצמדות בתזרים הינן עד לשנת 2038.

<sup>21</sup> למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה לרוב כדלקמן: הבנק העולמי - פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי – תחזית קצרת טווח – כל חודש, תחזית ארוכת טווח – פעמיים בשנה; Wood Mackenzie – כל חצי שנה; IHS Global Insights – כל חודש.

כ- 84.7 דולר לחבית ברנט בשנת 2024, העולה בהדרגתיות עד שנת 2028 למחיר של כ-93.3 דולר לחבית ועד שנת 2038 למחיר של כ- 116.7 דולר לחבית, מחיר שנשאר קבוע עד לתום תקופת התזרים.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת על מתודולוגיית עדכון תעריפי הייצור של רשות החשמל, המושפעים בין היתר, מתחזית מחירי הדלקים לייצור חשמל לרבות גז טבעי (הלוקחת בחשבון, בין היתר, השפעות בגין הטלת מס פחמן), מעלויות ההון המוכרות לחברת החשמל, משער החליפין של ש"ח לדולר והאינפלציה.

יצוין כי, שינויים במחירים עלולים להיווצר, בין היתר, עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז כאמור לעיל, עקב שיקולים רגולטוריים, מסחריים ותחרותיים, ועקב מנגנוני התאמת מחירים כפי שנקבעו, בין היתר, בהסכם עם חברת החשמל<sup>22</sup> ובהסכם הייצוא למצרים<sup>23</sup>.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי הברנט, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה ופערי שוק. לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 11.6 לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי;

(ג) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.

(ד) בתזרים המהוון הונח שער דולר של 3.627 בהתבסס על שער החליפין ליום 31.12.2023.

(ה) אופן חישוב שווי השוק על פי הבאר של התמלוגים המשולמים לחברה בתזרים המהוון נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה. בתזרים המהוון נלקח בחשבון שיעור תמלוגי מדינה אפקטיבי של 11.06%<sup>24</sup>, ובהתאם לכך ההנחה בתזרים היא כי שיעור התמלוגים האפקטיבי שישולם לחברה יעמוד על 4.313% מזכויותיהן של משלמות התמלוגים הקיימות בפרויקט תמר טרם השלמת עסקת אלון גז תמלוגים (ביחד – 31.25%) וכי שיעור התמלוגים האפקטיבי שישולם לחברה לאחר השלמת עסקת אלון גז תמלוגים, יעמוד על כ- 4.45% מזכויותיהן של משלמות התמלוגים הקיימות ושל דור גז (ביחד- 35.25%) בפרויקט תמר. יצוין כי למיטב ידיעת החברה, קיימות מחלוקות בין שותפי חזקת תמר למדינה בקשר עם אופן חישוב התמלוג על-פי הבאר וכי בהתאם להחלטות סופיות שיתקבלו בעניין זה עשוי להשתנות השיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לחברה, ובמקרה כזה ייתכן והחברה תידרש להחזיר הפרשים בגין תמלוגים שישולמו לה ביתר, או תהיה זכאית להפרשים בגין תמלוגים שישולמו לה בחסר. לפרטים נוספים בעניין וכן בדבר הסדרים בין הצדדים עד להשלמת הדיונים האמורים, ראו סעיף 8.2 א. לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי וכן ראו סעיף 2.1.8 לדוח עסקת אלון גז תמלוגים.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט (להלן: "ההיטל") אשר יחול על החברה בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"). בהתאם

<sup>22</sup> בתזרים המהוון הונחו התאמות מחיר בהתאם למנגנונים הקבועים בהסכם עם חברת החשמל. לפרטים בדבר הסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 11.4 ד. לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי.

<sup>23</sup> בתזרים המהוון הונח כי לא תבוצענה התאמות מחיר בהתאם למנגנונים הקבועים בהסכם הייצוא. לפרטים נוספים ראו סעיף 11.5 לפרק א' בדוח התקופתי.

<sup>24</sup> שיעור התמלוג המשולם בפועל כמקדמות סמוך למועד דוח זה. על פי מכתב שהתקבל משרד האנרגיה ביום 29.10.2023, שיעור מקדמות התמלוגים בגין ההפקה ממאגר תמר הופחת משיעור של 11.3% לשיעור 11.06% בתוקף מתחילת שנת 2023. כמו כן, משרד האנרגיה קבע כי שיעור מקדמות התמלוגים לשנת 2024 יעמוד גם הוא על שיעור של 11.06%. בהתאם, שיעור התמלוג האפקטיבי שישולם מידי בעלות התמלוג עודכן מכ- 4.407% לשיעור של כ- 4.313% מחלקן של משלמות התמלוג הקיים, ולכ- 4.45% מחלקן של כלל משלמות התמלוג לחברה בהנחת השלמת עסקת אלון גז תמלוגים.



לחוק, ההיטל שיחול על החברה יחויב בשיעור ההיטל כפי שנקבע אצל משלמות התמלוגים. חיוב זה יתבצע באמצעות ניכוי במקור על-ידי משלמות התמלוגים. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינות ומפרשות אותן משלמות התמלוגים ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי מיזם תמר לרשות המסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק כפי שייקבע על-ידי בית המשפט. יצוין, כי למיטב ידיעת החברה, נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי הערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל של משלמות התמלוגים נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי; מובהר כי בתזרים המהוון לא נכללים החזרים שעשויים להתקבל, ככל שיתקבלו, בשל תשלומי היטל ששולמו בגין שנים קודמות וכן לא נלקחו בחשבון תשלומי היטל עתידיים אפשריים בהתאם לתיקון מס' 3 לחוק, דהיינו, הקדמת תשלום של 75% מהיטל השנוי במחלוקת למועד החלטת פקיד השומה בהשגה שהוגשה לו על שומה לפי מיטב השפיטה. לפרטים נוספים ראה באור 3 ו. לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023.

(ז) בדוח העתודות ציינה NSAI כי ההנחות בתזרים לגבי ההוצאות התפעוליות וההוצאות ההוניות בפרויקט תמר נבחנו על ידה וכי הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע פומבי והיכרותה עם פרויקטים דומים. יוער כי החברה היא בעלת זכות לתמלוג ועל כן אינה נושאת בהוצאות התפעוליות וההוצאות ההוניות בפרויקט תמר.

(ח) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט המיוחסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התקבול בפועל.

#### העדכונים העיקריים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון ליום 31 בדצמבר 2022 הינם כדלקמן:

להלן השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם, הנובעים בעיקרם מהשלב השני של פרויקט ההרחבה (שהשלמתו נלקחה בחשבון לראשונה בתזרים הנוכחי) וכן מעדכון ההנחות המפורטות לעיל, ואשר עיקרן מפורט להלן:

1. עליה הדרגתית בכמויות הנמכרות השנתיות מפרויקט תמר (100%) מכ- 9.5 BCM החל משנת 2024<sup>25</sup> עד לכמות מקסימלית של כ- 15.1 BCM החל משנת 2028 (לגידול בכמות העתודות, לפרטים ראו סעיף ד. להלן).

<sup>25</sup> יצוין, כי קטנה כמות ה- BCM שתימכר בשנת 2024 בכ- 0.5 BCM וזאת לאור צפי לעבודות תחזוקה מוגברות בשל, בין היתר, פרויקט ההרחבה ופרויקטים הנדסיים נוספים.

2. עודכן שיעור התמלוג החזוי למדינה ל- 11.06% (חלף 11.3%), השווה לשיעור תשלום המקדמות הקיים בפועל, בהתאם, עודכן שיעור התמלוג האפקטיבי שמקבלת החברה ממשלמות התמלוגים, כמפורט בפסקה ג. (ה) לעיל.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31 בדצמבר 2023 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס להכנסות שינבעו לחברה מזכות התמלוגים בפרויקט תמר ערב עסקת אלון גז תמלוגים, קרי כ- 1.52% (שיעור אפקטיבי של כ- 1.35%) ולהכנסות שינבעו לחברה מזכות התמלוגים בפרויקט תמר בהנחה של השלמת עסקת אלון גז תמלוגים, קרי כ- 1.77% (שיעור אפקטיבי של כ- 1.57%), לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות בטבלה לעיל:

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
11,504	11,752	12,016	12,155	12,298	12,602	2,134	9,042	23,778	9.52	437	31.12.2024
10,781	11,492	12,284	12,715	13,172	14,172	2,276	12,038	28,487	11.43	525	31.12.2025
9,830	10,934	12,219	12,942	13,726	15,507	2,390	15,591	33,488	13.09	601	31.12.2026
9,297	10,790	12,607	13,663	14,836	17,598	2,792	17,938	38,329	14.39	661	31.12.2027
8,343	10,104	12,341	13,686	15,215	18,951	3,075	19,376	41,401	15.10	693	31.12.2028
7,063	8,926	11,398	12,935	14,722	19,253	3,165	19,721	42,140	15.10	693	31.12.2029
5,964	7,865	10,500	12,192	14,207	19,509	3,241	20,013	42,763	15.10	693	31.12.2030
5,335	7,340	10,245	12,173	14,522	20,939	3,669	21,647	46,255	15.10	693	31.12.2031
4,547	6,528	9,525	11,581	14,145	21,415	3,811	22,192	47,418	15.10	693	31.12.2032
3,853	5,773	8,806	10,955	13,699	21,777	3,919	22,605	48,300	15.10	693	31.12.2033
3,249	5,079	8,100	10,311	13,201	22,035	3,996	22,899	48,930	15.10	693	31.12.2034
2,745	4,478	7,467	9,726	12,749	22,343	4,088	23,251	49,682	15.10	693	31.12.2035
1,824	3,104	5,411	7,213	9,679	17,811	3,286	18,560	39,657	11.88	545	31.12.2036
1,209	2,148	3,914	5,338	7,334	14,171	2,633	14,782	31,587	9.34	429	31.12.2037
802	1,487	2,832	3,953	5,560	11,280	2,111	11,779	25,170	7.35	337	31.12.2038
526	1,017	2,025	2,892	4,165	8,873	1,660	9,266	19,799	5.78	265	31.12.2039
345	696	1,448	2,116	3,120	6,980	1,306	7,289	15,574	4.55	209	31.12.2040
226	476	1,036	1,549	2,338	5,490	1,027	5,734	12,251	3.58	164	31.12.2041
148	325	741	1,133	1,751	4,319	808	4,510	9,637	2.81	129	31.12.2042
97	223	530	829	1,312	3,397	636	3,548	7,581	2.21	102	31.12.2043
33	79	196	314	508	1,382	259	1,444	3,085	0.90	41	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
<b>87,721</b>	<b>110,616</b>	<b>145,641</b>	<b>170,371</b>	<b>202,259</b>	<b>299,804</b>	<b>52,282</b>	<b>303,225</b>	<b>655,312</b>	<b>218</b>	<b>9,989</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
495	842	1,468	1,956	2,625	4,831	891	5,034	10,756	3.22	148	31.12.2036
745	1,323	2,411	3,288	4,518	8,730	1,622	9,106	19,458	5.76	264	31.12.2037
846	1,567	2,986	4,167	5,862	11,892	2,225	12,419	26,537	7.75	356	31.12.2038
754	1,457	2,903	4,146	5,970	12,718	4,257	14,933	31,907	9.32	428	31.12.2039
516	1,041	2,168	3,168	4,672	10,449	3,900	12,623	26,972	7.88	362	31.12.2040
364	767	1,670	2,497	3,769	8,851	3,256	10,651	22,758	6.65	305	31.12.2041
257	564	1,283	1,963	3,034	7,482	2,717	8,972	19,170	5.60	257	31.12.2042
180	414	984	1,541	2,438	6,313	2,265	7,545	16,123	4.71	216	31.12.2043
157	376	936	1,500	2,430	6,607	2,128	7,684	16,419	4.79	220	31.12.2044
130	326	847	1,389	2,303	6,574	1,964	7,511	16,049	4.69	215	31.12.2045
89	233	634	1,063	1,805	5,409	1,616	6,180	13,205	3.86	177	31.12.2046
61	167	474	814	1,414	4,451	1,330	5,085	10,866	3.17	146	31.12.2047
42	119	355	623	1,108	3,663	1,094	4,184	8,941	2.61	120	31.12.2048
29	85	265	477	868	3,014	900	3,443	7,357	2.15	99	31.12.2049

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
19	58	187	344	642	2,339	699	2,672	5,710	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
<b>4,684</b>	<b>9,339</b>	<b>19,571</b>	<b>28,936</b>	<b>43,458</b>	<b>103,323</b>	<b>30,864</b>	<b>118,042</b>	<b>252,228</b>	<b>74</b>	<b>3,390</b>	<b>סה"כ</b>

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
11,504	11,752	12,016	12,155	12,298	12,602	2,134	9,042	23,778	9.52	437	31.12.2024
10,781	11,492	12,284	12,715	13,172	14,172	2,276	12,038	28,487	11.43	525	31.12.2025
9,830	10,934	12,219	12,942	13,726	15,507	2,390	15,591	33,488	13.09	601	31.12.2026
9,297	10,790	12,607	13,663	14,836	17,598	2,792	17,938	38,329	14.39	661	31.12.2027
8,343	10,104	12,341	13,686	15,215	18,951	3,075	19,376	41,401	15.10	693	31.12.2028
7,063	8,926	11,398	12,935	14,722	19,253	3,165	19,721	42,140	15.10	693	31.12.2029
5,964	7,865	10,500	12,192	14,207	19,509	3,241	20,013	42,763	15.10	693	31.12.2030
5,335	7,340	10,245	12,173	14,522	20,939	3,669	21,647	46,255	15.10	693	31.12.2031
4,547	6,528	9,525	11,581	14,145	21,415	3,811	22,192	47,418	15.10	693	31.12.2032
3,853	5,773	8,806	10,955	13,699	21,777	3,919	22,605	48,300	15.10	693	31.12.2033
3,249	5,079	8,100	10,311	13,201	22,035	3,996	22,899	48,930	15.10	693	31.12.2034
2,745	4,478	7,467	9,726	12,749	22,343	4,088	23,251	49,682	15.10	693	31.12.2035
2,318	3,946	6,879	9,169	12,304	22,642	4,177	23,593	50,413	15.10	693	31.12.2036
1,954	3,471	6,325	8,627	11,852	22,901	4,255	23,889	51,044	15.10	693	31.12.2037
1,648	3,054	5,818	8,120	11,421	23,172	4,336	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2038
1,279	2,474	4,928	7,038	10,135	21,591	5,917	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2039
861	1,737	3,616	5,285	7,792	17,429	5,206	19,912	42,547	12.42	570	31.12.2040
590	1,243	2,705	4,045	6,106	14,341	4,284	16,384	35,009	10.22	469	31.12.2041
405	889	2,024	3,096	4,785	11,801	3,525	13,482	28,807	8.41	386	31.12.2042
277	636	1,514	2,370	3,750	9,710	2,900	11,093	23,704	6.92	318	31.12.2043
190	455	1,132	1,814	2,939	7,990	2,387	9,128	19,504	5.70	261	31.12.2044
130	326	847	1,389	2,303	6,574	1,964	7,511	16,049	4.69	215	31.12.2045
89	233	634	1,063	1,805	5,409	1,616	6,180	13,205	3.86	177	31.12.2046
61	167	474	814	1,414	4,451	1,330	5,085	10,866	3.17	146	31.12.2047
42	119	355	623	1,108	3,663	1,094	4,184	8,941	2.61	120	31.12.2048
29	85	265	477	868	3,014	900	3,443	7,357	2.15	99	31.12.2049
19	58	187	344	642	2,339	699	2,672	5,710	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
92,403	119,954	165,211	199,308	245,716	403,128	83,146	421,267	907,539	291	13,378	סה"כ



סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
185	374	779	1,138	1,678	3,752	1,121	4,287	9,160	2.68	123	31.12.2040
281	593	1,290	1,929	2,912	6,840	2,043	7,814	16,697	4.88	224	31.12.2041
232	509	1,159	1,774	2,742	6,761	2,020	7,725	16,506	4.82	221	31.12.2042
187	430	1,022	1,600	2,532	6,557	1,959	7,491	16,006	4.67	215	31.12.2043
149	357	888	1,423	2,305	6,266	1,872	7,158	15,296	4.47	205	31.12.2044
117	293	763	1,250	2,073	5,919	1,768	6,762	14,448	4.22	194	31.12.2045
92	239	649	1,088	1,848	5,539	1,654	6,328	13,521	3.95	181	31.12.2046
71	193	548	940	1,634	5,143	1,536	5,876	12,555	3.67	168	31.12.2047
54	155	459	807	1,436	4,745	1,417	5,421	11,584	3.38	155	31.12.2048
42	123	383	689	1,255	4,355	1,301	4,975	10,630	3.10	143	31.12.2049
33	101	329	606	1,130	4,118	1,230	4,704	10,052	2.94	135	31.12.2050
38	121	412	774	1,479	5,658	1,690	6,465	13,813	4.03	185	31.12.2051

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
27	92	328	631	1,234	4,959	1,481	5,665	12,105	3.53	162	31.12.2052
20	70	261	515	1,030	4,346	1,298	4,965	10,608	3.10	142	31.12.2053
15	54	208	420	860	3,808	1,137	4,351	9,296	2.71	125	31.12.2054
11	41	166	342	718	3,337	997	3,813	8,147	2.38	109	31.12.2055
8	31	132	279	599	2,925	874	3,341	7,139	2.08	96	31.12.2056
3	11	51	110	241	1,236	369	1,412	3,016	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
<b>1,565</b>	<b>3,787</b>	<b>9,827</b>	<b>16,315</b>	<b>27,706</b>	<b>86,264</b>	<b>25,767</b>	<b>98,553</b>	<b>210,579</b>	<b>61</b>	<b>2,823</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
11,504	11,752	12,016	12,155	12,298	12,602	2,134	9,042	23,778	9.52	437	31.12.2024
10,781	11,492	12,284	12,715	13,172	14,172	2,276	12,039	28,487	11.43	525	31.12.2025
9,830	10,934	12,219	12,942	13,726	15,507	2,390	15,591	33,488	13.09	601	31.12.2026
9,297	10,790	12,607	13,663	14,836	17,598	2,792	17,938	38,329	14.39	661	31.12.2027
8,343	10,104	12,341	13,686	15,215	18,951	3,075	19,376	41,401	15.10	693	31.12.2028
7,063	8,926	11,398	12,935	14,722	19,253	3,165	19,721	42,140	15.10	693	31.12.2029
5,964	7,865	10,500	12,192	14,207	19,509	3,241	20,013	42,763	15.10	693	31.12.2030
5,335	7,340	10,245	12,173	14,522	20,939	3,669	21,647	46,255	15.10	693	31.12.2031
4,547	6,528	9,525	11,581	14,145	21,415	3,811	22,192	47,418	15.10	693	31.12.2032
3,853	5,773	8,806	10,955	13,699	21,777	3,919	22,605	48,300	15.10	693	31.12.2033
3,249	5,079	8,100	10,311	13,201	22,035	3,996	22,899	48,930	15.10	693	31.12.2034
2,745	4,478	7,467	9,726	12,749	22,343	4,088	23,251	49,682	15.10	693	31.12.2035
2,318	3,946	6,879	9,169	12,304	22,642	4,177	23,593	50,413	15.10	693	31.12.2036
1,954	3,471	6,325	8,627	11,852	22,901	4,255	23,889	51,044	15.10	693	31.12.2037
1,648	3,054	5,818	8,120	11,421	23,172	4,336	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2038
1,279	2,474	4,928	7,038	10,135	21,591	5,917	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2039
1,046	2,111	4,395	6,423	9,469	21,181	6,327	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2040
872	1,835	3,996	5,974	9,019	21,181	6,327	24,199	51,706	15.10	693	31.12.2041
636	1,399	3,183	4,870	7,527	18,562	5,544	21,206	45,313	13.23	608	31.12.2042
465	1,066	2,536	3,970	6,282	16,267	4,859	18,584	39,710	11.60	532	31.12.2043
339	812	2,020	3,237	5,243	14,255	4,258	16,286	34,800	10.16	467	31.12.2044
248	619	1,610	2,639	4,376	12,493	3,732	14,272	30,497	8.91	409	31.12.2045
181	472	1,282	2,151	3,652	10,948	3,270	12,508	26,726	7.80	358	31.12.2046
132	359	1,022	1,754	3,048	9,594	2,866	10,961	23,421	6.84	314	31.12.2047
97	274	814	1,429	2,544	8,408	2,511	9,606	20,525	5.99	275	31.12.2048
71	209	648	1,165	2,123	7,368	2,201	8,418	17,987	5.25	241	31.12.2049
51	159	517	950	1,772	6,457	1,929	7,377	15,762	4.60	211	31.12.2050

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.52%) מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
38	121	412	774	1,479	5,658	1,690	6,465	13,813	4.03	185	31.12.2051
27	92	328	631	1,234	4,959	1,481	5,665	12,105	3.53	162	31.12.2052
20	70	261	515	1,030	4,346	1,298	4,965	10,608	3.10	142	31.12.2053
15	54	208	420	860	3,808	1,137	4,351	9,296	2.71	125	31.12.2054
11	41	166	342	718	3,337	997	3,813	8,147	2.38	109	31.12.2055
8	31	132	279	599	2,925	874	3,341	7,139	2.08	96	31.12.2056
3	11	51	110	241	1,236	369	1,412	3,016	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
93,970	123,741	175,039	215,621	273,420	489,390	108,911	519,822	1,118,117	353	16,200	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן. אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות והערכות, בין היתר, ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, מועד ושיעור ההיטל, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכמים עם חברת החשמל והסכם הייצוא והתיקון לו, קבלת החלטת השקעה סופית על-ידי שותפי תמר לשלב השני של פרויקט ההרחבה, השלמת פרויקט ההרחבה, לרבות ביצוע הצינור השלישי, שדרוג המדחסים וכן שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, אשר לגביהם אין ודאות כי יתממשו במועד, כולם או חלקם. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו, החלטת גורמים רגולטוריים, השלמת דיונים בנוגע להסכמים עם צדדים שלישיים, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 28 לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועדי התאמות המחיר כפי שנקבעו בהסכמים עם חברת החשמל ובהסכם הייצוא למצרים עשויים להיות שונים מהותית מהערכת החברה, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

להלן ניתוח רגישות של התזרים המהווך (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.52% ערב עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז<sup>26</sup>) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%
<b>קישון במחיר הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול במחיר הגז בשיעור של 10%</b>				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	273,222	132,966	101,079	80,225	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	95,233	120,175	158,346	326,437
עתודות צפויות (Probable Reserves)	92,991	17,631	8,419	4,224	עתודות צפויות (Probable Reserves)	5,143	10,261	21,510	113,655
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	366,212	150,597	109,497	84,449	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	100,377	130,436	179,856	440,092
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	77,635	8,844	3,409	1,408	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,721	4,166	10,809	94,888
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	443,847	159,441	112,906	85,857	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	102,098	134,602	190,665	534,980
<b>קישון במחיר הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול במחיר הגז בשיעור של 15%</b>				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	259,952	126,644	96,323	76,487	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	98,995	124,962	164,707	339,766
עתודות צפויות (Probable Reserves)	87,824	16,661	7,958	3,994	עתודות צפויות (Probable Reserves)	5,373	10,721	22,480	118,821
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	347,777	143,305	104,281	80,481	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	104,369	135,684	187,187	458,587
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	73,322	8,352	3,219	1,330	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,800	4,356	11,300	99,201
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	421,099	151,657	107,500	81,811	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	106,168	140,039	198,487	557,788

<sup>26</sup> רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	353,102	171,073	129,754	102,761	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	246,700	120,332	91,576	72,756
עתודות צפויות (Reserves Probable)	123,987	23,449	11,182	5,603	עתודות צפויות (Reserves Probable)	82,658	15,691	7,497	3,764
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	477,089	194,523	140,936	108,364	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	329,357	136,023	99,073	76,520
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	103,514	11,792	4,545	1,878	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	69,009	7,861	3,030	1,252
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	580,603	206,315	145,481	110,242	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	398,366	143,884	102,103	77,772

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	295,905	153,232	118,196	94,614	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	273,224	132,967	101,080	80,226
עתודות צפויות (Reserves Probable)	103,300	22,442	11,129	5,722	עתודות צפויות (Reserves Probable)	92,991	17,631	8,419	4,224
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	399,205	175,674	129,325	100,336	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	366,215	150,598	109,498	84,450
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,261	12,214	4,978	2,126	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	77,636	8,844	3,409	1,408
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	485,466	187,888	134,304	102,462	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	443,851	159,442	112,907	85,858

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
<b>קיצון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	259,955	126,645	96,324	76,488	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	97,644	121,359	156,159	293,993
עבודות צפויות (Reserves Probable)	87,825	16,661	7,958	3,994	עבודות צפויות (Reserves Probable)	6,380	12,142	23,878	103,264
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	347,781	143,307	104,282	80,482	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	104,024	133,501	180,037	397,257
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	73,323	8,352	3,219	1,330	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	2,499	5,672	13,412	86,260
סה"כ עבודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	421,104	151,659	107,501	81,812	סה"כ עבודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	106,523	139,173	193,449	483,517
<b>קיצון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	246,703	120,334	91,577	72,758	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	100,513	124,300	158,816	292,234
עבודות צפויות (Reserves Probable)	82,659	15,691	7,497	3,764	עבודות צפויות (Reserves Probable)	7,049	13,127	25,203	103,082
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	329,363	136,026	99,075	76,522	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	107,562	137,427	184,018	395,315
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	69,010	7,861	3,030	1,252	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	2,912	6,396	14,588	86,260
סה"כ עבודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	398,373	143,887	102,104	77,774	סה"כ עבודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	110,474	143,823	198,607	481,575



להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.52% ערב עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) 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 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
<b>קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	299,626	145,588	110,585	87,701	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	87,757	110,676	145,747	300,168
עבודות צפויות (Reserves Probable)	103,136	19,536	9,323	4,676	עבודות צפויות (Reserves Probable)	4,700	9,373	19,640	103,698
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	402,763	165,124	119,908	92,377	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	92,457	120,049	165,387	403,865
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	86,102	9,808	3,780	1,562	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	1,571	3,801	9,863	86,581
סה"כ עבודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	488,864	174,932	123,688	93,939	סה"כ עבודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	94,027	123,850	175,249	490,446
<b>קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	295,271	143,444	108,984	86,463	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	88,739	111,831	147,130	302,252
עבודות צפויות (Reserves Probable)	102,882	19,478	9,294	4,659	עבודות צפויות (Reserves Probable)	4,684	9,340	19,570	103,323
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	398,153	162,922	118,278	91,123	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	93,422	121,171	166,700	405,575
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	85,970	9,793	3,775	1,559	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	1,565	3,787	9,826	86,262
סה"כ עבודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	484,123	172,715	122,052	92,682	סה"כ עבודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	94,987	124,958	176,526	491,836

להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.52% ערב עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) ולכמויות אותן התחייבו הלקוחות לצורך ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "כמויות מינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	297,964	149,999	114,670	91,189	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	281,038	138,167	105,462	83,989
עתודות צפויות (Reserves Probable)	103,300	21,694	10,631	5,416	עתודות צפויות (Reserves Probable)	92,992	17,625	8,414	4,221
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	401,265	171,693	125,301	96,605	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	374,030	155,792	113,876	88,210
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,261	11,670	4,682	1,976	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	77,632	8,843	3,409	1,408
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible) (Reserves	487,525	183,363	129,983	98,581	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible) (Reserves	451,662	164,636	117,285	89,618

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירת (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
13,443	13,732	14,040	14,203	14,371	14,726	2,429	10,526	27,680	9.52	437	31.12.2024
12,601	13,432	14,358	14,862	15,396	16,565	2,583	14,014	33,161	11.43	525	31.12.2025
11,492	12,782	14,285	15,130	16,046	18,128	2,706	18,149	38,984	13.09	601	31.12.2026
10,867	12,612	14,736	15,970	17,341	20,570	3,167	20,881	44,618	14.39	661	31.12.2027
9,751	11,809	14,424	15,996	17,783	22,149	3,491	22,555	48,195	15.10	693	31.12.2028
8,255	10,432	13,321	15,117	17,205	22,501	3,596	22,958	49,055	15.10	693	31.12.2029
6,970	9,191	12,270	14,248	16,602	22,798	3,685	23,298	49,781	15.10	693	31.12.2030
6,232	8,576	11,969	14,222	16,967	24,463	4,183	25,200	53,846	15.10	693	31.12.2031
5,311	7,626	11,128	13,529	16,525	25,018	4,348	25,833	55,199	15.10	693	31.12.2032
4,501	6,743	10,286	12,797	16,003	25,439	4,474	26,314	56,226	15.10	693	31.12.2033
3,795	5,933	9,462	12,045	15,421	25,739	4,564	26,657	56,959	15.10	693	31.12.2034
3,206	5,231	8,721	11,361	14,891	26,097	4,671	27,067	57,835	15.10	693	31.12.2035
2,130	3,626	6,320	8,424	11,305	20,804	3,756	21,605	46,165	11.88	545	31.12.2036
1,412	2,508	4,571	6,235	8,566	16,551	3,010	17,208	36,770	9.34	429	31.12.2037
937	1,736	3,308	4,616	6,493	13,174	2,414	13,712	29,300	7.35	337	31.12.2038
614	1,188	2,365	3,378	4,864	10,363	1,899	10,787	23,048	5.78	265	31.12.2039
402	812	1,691	2,472	3,644	8,151	1,494	8,485	18,130	4.55	209	31.12.2040
264	556	1,210	1,809	2,730	6,412	1,175	6,674	14,262	3.58	164	31.12.2041
173	380	865	1,323	2,045	5,044	924	5,250	11,219	2.81	129	31.12.2042
113	260	619	968	1,532	3,968	727	4,130	8,825	2.21	102	31.12.2043
38	92	229	367	594	1,615	296	1,681	3,591	0.90	41	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
<b>102,507</b>	<b>129,257</b>	<b>170,178</b>	<b>199,072</b>	<b>236,324</b>	<b>350,275</b>	<b>59,592</b>	<b>352,984</b>	<b>762,849</b>	<b>218</b>	<b>9,989</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
578	983	1,714	2,285	3,066	5,642	1,019	5,860	12,521	3.22	148	31.12.2036
870	1,545	2,816	3,841	5,277	10,196	1,854	10,601	22,651	5.76	264	31.12.2037
988	1,830	3,487	4,867	6,846	13,889	2,545	14,457	30,892	7.75	356	31.12.2038
876	1,695	3,376	4,821	6,943	14,789	4,971	17,383	37,144	9.32	428	31.12.2039
599	1,210	2,519	3,680	5,426	12,137	4,567	14,694	31,398	7.88	362	31.12.2040
423	891	1,940	2,900	4,378	10,282	3,812	12,399	26,493	6.65	305	31.12.2041
298	655	1,491	2,281	3,525	8,693	3,179	10,444	22,316	5.60	257	31.12.2042
210	481	1,144	1,790	2,833	7,336	2,649	8,784	18,768	4.71	216	31.12.2043
183	438	1,089	1,745	2,827	7,686	2,482	8,945	19,114	4.79	220	31.12.2044
152	379	986	1,616	2,681	7,653	2,286	8,743	18,682	4.69	215	31.12.2045
104	271	738	1,237	2,101	6,297	1,881	7,194	15,372	3.86	177	31.12.2046
71	194	552	947	1,646	5,182	1,548	5,920	12,649	3.17	146	31.12.2047
49	139	413	725	1,290	4,264	1,274	4,871	10,408	2.61	120	31.12.2048
34	99	309	555	1,011	3,508	1,048	4,008	8,564	2.15	99	31.12.2049

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

<b>רכיבי התזרים</b>											
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מסים</b>		<b>הכנסות מתמלוגים</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>				
22	67	218	401	747	2,723	813	3,111	6,647	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
<b>5,457</b>	<b>10,877</b>	<b>22,792</b>	<b>33,691</b>	<b>50,597</b>	<b>120,277</b>	<b>35,928</b>	<b>137,414</b>	<b>293,619</b>	<b>74</b>	<b>3,390</b>	<b>סה"כ</b>

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
13,443	13,732	14,040	14,203	14,371	14,726	2,429	10,526	27,680	9.52	437	31.12.2024
12,601	13,432	14,358	14,862	15,396	16,565	2,583	14,014	33,161	11.43	525	31.12.2025
11,492	12,782	14,285	15,130	16,046	18,128	2,706	18,149	38,984	13.09	601	31.12.2026
10,867	12,612	14,736	15,970	17,341	20,570	3,167	20,881	44,618	14.39	661	31.12.2027
9,751	11,809	14,424	15,996	17,783	22,149	3,491	22,555	48,195	15.10	693	31.12.2028
8,255	10,432	13,321	15,117	17,205	22,501	3,596	22,958	49,055	15.10	693	31.12.2029
6,970	9,191	12,270	14,248	16,602	22,798	3,685	23,298	49,781	15.10	693	31.12.2030
6,232	8,576	11,969	14,222	16,967	24,463	4,183	25,200	53,846	15.10	693	31.12.2031
5,311	7,626	11,128	13,529	16,525	25,018	4,348	25,833	55,199	15.10	693	31.12.2032
4,501	6,743	10,286	12,797	16,003	25,439	4,474	26,314	56,226	15.10	693	31.12.2033
3,795	5,933	9,462	12,045	15,421	25,739	4,564	26,657	56,959	15.10	693	31.12.2034
3,206	5,231	8,721	11,361	14,891	26,097	4,671	27,067	57,835	15.10	693	31.12.2035
2,708	4,609	8,034	10,709	14,371	26,446	4,775	27,465	58,686	15.10	693	31.12.2036
2,282	4,054	7,387	10,075	13,843	26,747	4,865	27,809	59,421	15.10	693	31.12.2037
1,924	3,567	6,795	9,483	13,339	27,063	4,959	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2038
1,490	2,882	5,741	8,199	11,807	25,152	6,870	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2039
1,002	2,022	4,210	6,152	9,071	20,289	6,060	23,179	49,529	12.42	570	31.12.2040
687	1,447	3,149	4,709	7,108	16,695	4,987	19,073	40,755	10.22	469	31.12.2041
471	1,035	2,356	3,604	5,570	13,737	4,103	15,694	33,535	8.41	386	31.12.2042
323	741	1,762	2,759	4,365	11,303	3,376	12,914	27,593	6.92	318	31.12.2043
221	530	1,318	2,112	3,421	9,301	2,778	10,626	22,705	5.70	261	31.12.2044
152	379	986	1,616	2,681	7,653	2,286	8,743	18,682	4.69	215	31.12.2045
104	271	738	1,237	2,101	6,297	1,881	7,194	15,372	3.86	177	31.12.2046
71	194	552	947	1,646	5,182	1,548	5,920	12,649	3.17	146	31.12.2047
49	139	413	725	1,290	4,264	1,274	4,871	10,408	2.61	120	31.12.2048
34	99	309	555	1,011	3,508	1,048	4,008	8,564	2.15	99	31.12.2049
22	67	218	401	747	2,723	813	3,111	6,647	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
107,964	140,135	192,968	232,763	286,922	470,553	95,520	490,399	1,056,469	291	13,378	סה"כ



סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
216	435	906	1,324	1,953	4,368	1,305	4,990	10,663	2.68	123	31.12.2040
328	690	1,502	2,246	3,390	7,962	2,378	9,097	19,437	4.88	224	31.12.2041
270	593	1,350	2,065	3,192	7,871	2,351	8,992	19,214	4.82	221	31.12.2042
218	500	1,190	1,863	2,948	7,633	2,280	8,720	18,633	4.67	215	31.12.2043
174	416	1,034	1,656	2,683	7,294	2,179	8,333	17,806	4.47	205	31.12.2044
137	341	888	1,455	2,413	6,890	2,058	7,871	16,819	4.22	194	31.12.2045
107	278	755	1,267	2,151	6,448	1,926	7,366	15,739	3.95	181	31.12.2046
82	224	638	1,094	1,902	5,987	1,788	6,840	14,615	3.67	168	31.12.2047
63	180	535	939	1,672	5,524	1,650	6,311	13,485	3.38	155	31.12.2048
49	144	446	802	1,461	5,069	1,514	5,791	12,375	3.10	143	31.12.2049
38	118	383	705	1,316	4,794	1,432	5,477	11,702	2.94	135	31.12.2050
44	141	479	901	1,722	6,587	1,968	7,525	16,080	4.03	185	31.12.2051

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
32	108	382	735	1,437	5,772	1,724	6,595	14,092	3.53	162	31.12.2052
23	82	304	599	1,199	5,059	1,511	5,779	12,349	3.10	142	31.12.2053
17	62	242	488	1,001	4,433	1,324	5,065	10,822	2.71	125	31.12.2054
12	48	193	398	835	3,885	1,160	4,438	9,484	2.38	109	31.12.2055
9	36	154	325	697	3,404	1,017	3,889	8,311	2.08	96	31.12.2056
3	13	59	128	281	1,438	430	1,643	3,511	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
1,822	4,409	11,440	18,990	32,253	100,418	29,995	114,722	245,137	61	2,823	סה"כ

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
13,443	13,732	14,040	14,203	14,371	14,726	2,429	10,526	27,680	9.52	437	31.12.2024
12,601	13,432	14,358	14,862	15,395	16,564	2,583	14,014	33,161	11.43	525	31.12.2025
11,492	12,782	14,285	15,130	16,046	18,128	2,706	18,150	38,984	13.09	601	31.12.2026
10,867	12,612	14,736	15,970	17,341	20,570	3,167	20,881	44,618	14.39	661	31.12.2027
9,751	11,809	14,424	15,996	17,783	22,149	3,491	22,555	48,195	15.10	693	31.12.2028
8,255	10,432	13,321	15,117	17,205	22,501	3,596	22,958	49,055	15.10	693	31.12.2029
6,970	9,191	12,270	14,248	16,602	22,798	3,685	23,298	49,781	15.10	693	31.12.2030
6,232	8,576	11,969	14,222	16,967	24,463	4,183	25,200	53,846	15.10	693	31.12.2031
5,311	7,626	11,128	13,529	16,525	25,018	4,348	25,833	55,199	15.10	693	31.12.2032
4,501	6,743	10,286	12,797	16,003	25,439	4,474	26,314	56,226	15.10	693	31.12.2033
3,795	5,933	9,462	12,045	15,421	25,739	4,564	26,657	56,959	15.10	693	31.12.2034
3,206	5,231	8,721	11,361	14,891	26,097	4,671	27,067	57,835	15.10	693	31.12.2035
2,708	4,609	8,034	10,709	14,371	26,446	4,775	27,465	58,686	15.10	693	31.12.2036
2,282	4,054	7,387	10,075	13,843	26,747	4,865	27,809	59,421	15.10	693	31.12.2037
1,924	3,567	6,795	9,483	13,339	27,063	4,959	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2038
1,490	2,882	5,741	8,199	11,807	25,152	6,870	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2039
1,217	2,457	5,116	7,477	11,023	24,657	7,365	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2040
1,015	2,137	4,651	6,955	10,498	24,657	7,365	28,170	60,192	15.10	693	31.12.2041
741	1,628	3,706	5,670	8,762	21,608	6,454	24,686	52,749	13.23	608	31.12.2042
541	1,241	2,952	4,622	7,313	18,936	5,656	21,634	46,227	11.60	532	31.12.2043
395	946	2,352	3,768	6,104	16,595	4,957	18,959	40,511	10.16	467	31.12.2044
289	721	1,874	3,072	5,094	14,543	4,344	16,615	35,501	8.91	409	31.12.2045
211	549	1,493	2,504	4,252	12,745	3,807	14,560	31,112	7.80	358	31.12.2046
154	418	1,189	2,041	3,549	11,169	3,336	12,760	27,265	6.84	314	31.12.2047
112	319	947	1,664	2,962	9,787	2,924	11,182	23,893	5.99	275	31.12.2048
82	243	755	1,357	2,472	8,577	2,562	9,799	20,939	5.25	241	31.12.2049
60	185	601	1,106	2,063	7,516	2,245	8,587	18,349	4.60	211	31.12.2050

**סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים (כ- 1.77%) מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
44	141	479	901	1,722	6,587	1,968	7,525	16,080	4.03	185	31.12.2051
32	108	382	735	1,437	5,772	1,724	6,595	14,092	3.53	162	31.12.2052
23	82	304	599	1,199	5,059	1,511	5,779	12,349	3.10	142	31.12.2053
17	62	242	488	1,001	4,433	1,324	5,065	10,822	2.71	125	31.12.2054
12	48	193	398	835	3,885	1,160	4,438	9,484	2.38	109	31.12.2055
9	36	154	325	697	3,404	1,017	3,889	8,311	2.08	96	31.12.2056
3	13	59	128	281	1,438	430	1,643	3,511	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
109,785	144,545	204,406	251,756	319,174	570,968	125,515	605,123	1,301,609	353	16,200	סה"כ

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות והערכות, בין היתר, ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, מועד ושיעור ההיטל, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה של הגז הטבעי, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכמים עם חברת החשמל והסכם הייצוא והתיקון לו, קבלת החלטת השקעה סופית על-ידי שותפי תמר לשלב השני של פרויקט ההרחבה, השלמת פרויקט ההרחבה, לרבות ביצוע הצינור השלישי, שדרוג המדחסים וכן שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, אשר לגביהם אין ודאות כי יתממשו במועדם, כולם או חלקם. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או 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, החלטת גורמים רגולטוריים, השלמת דיונים בנוגע להסכמים עם צדדים שלישיים, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 28 לפרק א' (תיאור עסקי התאגיד) הכלול בדוח התקופתי. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועדי התאמות המחיר כפי שנקבעו בהסכמים עם חברת החשמל ובהסכם הייצוא למצרים עשויים להיות שונים מהותית מהערכת משלמות התמלוגים, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.77% לאחר השלמת עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז<sup>27</sup>) ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון 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%
<b>קטון במחיר הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול במחיר הגז בשיעור של 10%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	319,329	155,424	118,157	93,783	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	381,277	184,969	140,387	111,255
עבודות צפויות (Probable Reserves)	108,251	20,532	9,806	4,921	עבודות צפויות (Reserves Probable)	132,306	25,047	11,950	5,991
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	427,579	175,956	127,963	98,704	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	513,583	210,016	152,337	117,246
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	90,375	10,295	3,968	1,639	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	110,459	12,583	4,850	2,004
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	517,955	186,251	131,931	100,343	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	624,042	222,599	157,187	119,250
<b>קטון במחיר הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול במחיר הגז בשיעור של 15%</b>				
עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	303,882	148,064	112,620	89,432	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	396,793	192,374	145,960	115,634
עבודות צפויות (Probable Reserves)	102,237	19,403	9,270	4,654	עבודות צפויות (Probable Reserves)	138,320	26,176	12,486	6,259
סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	406,118	167,467	121,890	94,085	סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	535,113	218,550	158,446	121,893
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	85,355	9,723	3,747	1,548	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	115,480	13,155	5,070	2,095
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	491,473	177,190	125,637	95,634	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	650,594	231,705	163,516	123,988

<sup>27</sup> רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	288,454	140,717	107,094	85,089	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	120,018	151,537	199,785	412,317
עתודות צפויות (Reserves Probable)	96,222	18,274	8,733	4,386	עתודות צפויות (Reserves Probable)	6,526	13,023	27,305	144,334
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	384,676	158,991	115,827	89,475	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	126,544	164,560	227,090	556,651
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	80,334	9,151	3,527	1,457	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,186	5,291	13,727	120,501
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	465,010	168,142	119,354	90,932	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	128,730	169,851	240,817	677,152

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	319,331	155,425	118,158	93,784	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	110,567	138,120	179,054	345,734
עתודות צפויות (Reserves Probable)	108,251	20,532	9,806	4,921	עתודות צפויות (Reserves Probable)	6,663	12,957	26,127	120,252
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	427,582	175,957	127,964	98,705	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	117,229	151,077	205,181	465,986
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	90,376	10,295	3,968	1,639	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,475	5,795	14,218	100,416
סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	517,958	186,252	131,932	100,344	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	119,704	156,872	219,399	566,402

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	303,885	148,066	112,622	89,433	114,110	141,818	182,478	343,509	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)
2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	102,238	19,403	9,270	4,654	7,427	14,135	27,797	120,210	2P עתודות צפויות (Reserves Probable)
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	406,123	167,469	121,892	94,087	121,537	155,953	210,275	463,718	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	85,355	9,723	3,747	1,548	2,909	6,603	15,612	100,416	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)
5P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	491,478	177,192	125,639	95,635	124,446	162,556	225,888	564,134	5P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%</b>				
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	288,459	140,719	107,096	85,090	117,464	145,257	185,585	341,461	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)
2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	96,224	18,274	8,733	4,386	8,206	15,281	29,339	119,998	2P עתודות צפויות (Reserves Probable)
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	384,683	158,993	115,829	89,476	125,669	160,538	214,924	461,458	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	80,335	9,151	3,527	1,457	3,390	7,446	16,982	100,415	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)
5P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	465,017	168,145	119,356	90,933	129,059	167,984	231,906	561,874	5P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)



להלן ניתוח רגישות של התזרים המהווה (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.77% לאחר השלמת עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) 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 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
<b>קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%</b>				
רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	350,067	170,117	129,222	102,487	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	102,551	129,329	170,302	350,697
2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	120,061	22,749	10,859	5,447	2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	5,475	10,916	22,871	120,715
2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	470,128	192,867	140,082	107,933	2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	108,026	140,246	193,173	471,411
3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	100,231	11,418	4,401	1,818	3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,828	4,425	11,481	100,789
3P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	570,359	204,285	144,482	109,751	3P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	109,854	144,671	204,654	572,200
<b>קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%</b>				
1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	344,996	167,621	127,359	101,045	1P עתודות מוכחות (Reserves Proved)	103,694	130,674	171,912	353,123
2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	119,766	22,682	10,824	5,428	2P עתודות צפויות (Reserves Probable)	5,456	10,878	22,790	120,278
2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	464,762	190,304	138,184	106,473	2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	109,150	141,552	194,701	473,401
3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	100,078	11,400	4,394	1,815	3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,822	4,409	11,439	100,417
3P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	564,840	201,704	142,578	108,289	3P סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	110,972	145,961	206,140	573,819

להלן ניתוח רגישות של התזרים המהוון (המיוחס לזכויות תמלוגים בשיעור של כ- 1.77% לאחר השלמת עסקת אלון גז תמלוגים מותאם לפי הבאר) למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) ולכמויות אותן התחייבו הלקוחות לצרוך ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "כמויות מינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר ליום 31 בדצמבר 2023 (באלפי דולר):

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	348,132	175,273	133,997	106,562	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	328,428	161,486	123,267	98,172
עתודות צפויות (Reserves Probable)	120,252	25,257	12,378	6,307	עתודות צפויות (Reserves Probable)	108,252	20,525	9,801	4,917
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	468,384	200,530	146,375	112,869	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	436,680	182,011	133,068	103,090
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	100,416	13,585	5,450	2,300	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	90,372	10,295	3,968	1,639
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	568,800	214,115	151,825	115,169	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	527,052	192,305	137,035	104,729

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

- ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם ביחס לכמות העתודות הינם:
1. גידול של כ- 565 BCF בכמות העתודות מסוג 2P בנכס הנפט, לעומת הכמות האמורה נכון ליום 31.12.2022 (קרי, לפני ההפקה כמפורט בסעיף 2 להלן), הנובע מגידול בכמות העתודות במאגר תמר. הגידול האמור נובע מגידול ב- Recovery Factor<sup>28</sup> של המאגר, כתוצאה מהערכה מחדש שביצעה NSAI לאור ביצועי המאגר במהלך 10 שנות הפקה המצדיקים הערכה כאמור.
  2. הפקה של כ- 321.7 BCF גז טבעי וכ- 349 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה בשנת 2023.

ה. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה ערב עסקת אלון גז תמלוגים בשנים 2021-2023:

שנה	2021	2022	2023 <sup>29</sup>
<b>גז טבעי</b>			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)	95,589	113,125	100,732 <sup>30</sup>
<b>חלק החברה<sup>31</sup></b>			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל- MCF)	0.20	0.21	0.22
היטל רווחי נפט וגז	0.04	0.06	0.08
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל- MCF)	0.16	0.15	0.14
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) <sup>32</sup>	2.9	3.6	3.2
<b>קונדנסט</b>			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב- MMCF)	126	146	131 <sup>33</sup>
<b>חלק החברה</b>			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	2.7	4.0	2.9
היטל רווחי נפט וגז	0.6	1.2	1.0
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	2.1	2.8	1.9

<sup>28</sup> Recovery Factor הוא היחס בין כמות הגז ברת הפקה במאגר לכלל הגז במאגר. לפירוט ה- Recovery Factor ראו עמוד 24 בדוח NSAI

<sup>29</sup> נתוני ההפקה לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

<sup>30</sup> לפרטים בדבר הפסקת הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות מלחמת "חרבות ברזל" וחיידוש ההפקה ראו דוחות מידיים של החברה מימים 9 באוקטובר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-093025) ומיום 12 בנובמבר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-102601) וכן סעיף 2 לדוח הרבעון השלישי, אשר המידע המפורט בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

<sup>31</sup> השיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתקבולים עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>32</sup> שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, כשהוא מחושב בסוף השנה, ביחס ליתרת העתודות המוכחות והצפויות בתחילת תקופת הדיווח.

<sup>33</sup> ראה העי"ש 30 לעיל.

שנה	2021	2022	2023 <sup>29</sup>
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) <sup>34</sup>	2.9	3.6	3.2

**להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בהנחה של השלמת עסקת אלון גז תמלוגים בשנים 2021-2023:**

שנה	2021	2022	2023 <sup>35</sup>
<b>גז טבעי</b>			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב-MMCF לגז טבעי)	107,814	127,605	113,626 <sup>36</sup>
<b>חלק החברה<sup>37</sup></b>			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל-MCF)	0.20	0.21	0.22
היטל רווחי נפט וגז	0.04	0.06	0.08
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל-MCF)	0.16	0.15	0.14
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) <sup>38</sup>	2.9	3.6	3.2
<b>קונדנסט</b>			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב-MMCF)	142	165	148 <sup>39</sup>
<b>חלק החברה</b>			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	2.7	4.0	2.9
היטל רווחי נפט וגז	0.6	1.2	1.0
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	2.1	2.8	1.9
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) <sup>40</sup>	2.9	3.6	3.2

<sup>34</sup> כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

<sup>35</sup> נתוני ההפקה לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

<sup>36</sup> לפרטים בדבר הפסקת הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות מלחמת "חרבות ברזל" וחיידוש ההפקה ראו דוחות מיידיים של החברה מימים 9 באוקטובר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-093025) ומיום 12 בנובמבר 2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-102601) וכן סעיף 2 לדוח הרבעון השלישי, אשר המידע המפורט בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

<sup>37</sup> השיעור המשווה לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתקבולים עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>38</sup> שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, כשהוא מחושב בסוף השנה, ביחס ליתרת העתודות המוכחות והצפויות בתחילת תקופת הדיווח.

<sup>39</sup> ראה הע"ש 30 לעיל.

<sup>40</sup> כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

## 1. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוחות העתודות של פרויקט תמר (כולל את תמר SW) שהוכנו על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר 2023, וכן הסכמת NSAI להכללתן בדוח זה.

## 2. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 15 בפברואר 2024
- (2) ציון שם התאגיד המדווח: תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ;
- (3) שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: יוני ליימן, יו"ר דירקטוריון;
- (4) לא בא לידיעתנו מידע כי לא נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה;
- (6) למיטב ידיעתנו ובהתבסס, בין היתר, על מידע שנמסר לחברה מאלון גז, המשאבים שדווחו הינם האומדנים הרלוונטיים, הטובים והעדכניים ביותר;
- (7) הנתונים שנכללו בדוח נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף - מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2008) כפי פרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE) כתוקפם בעת פרסום דוח העתודות של NSAI;
- (8) לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על דרך ההכללה על ידי החברה;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

---

יהונתן ליימן, יו"ר דירקטוריון

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן :

25.00% – Chevron Mediterranean Limited

ישראלמקו נגב 2 – שותפות מוגבלת – 28.75%

11.00% – Mubadala Energy (Tamar) RSC Limited

11.00% – Tamar Investment 2 Limited

תמר פטרוליום בע"מ – 16.75%

דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת - 4.00%

אורסט תשתיות, שותפות מוגבלת - 3.50%

בכבוד רב,

**תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ**

ע"י אלעד סופר, מנכ"ל

ועידו פורת, סמנכ"ל כספים

# נספח א'

**ESTIMATES**  
of  
**RESERVES AND FUTURE REVENUE**  
to the  
**TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD.**  
**OVERRIDING ROYALTY INTEREST**  
in  
**CERTAIN GAS PROPERTIES**  
located in  
**TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS**  
**TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL**  
as of  
**DECEMBER 31, 2023**

**BASED ON ESCALATED PRICE AND COST PARAMETERS**  
specified by  
**TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD.**

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



February 15, 2024

Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.  
GreenWork Plant Complex, Building B  
Yakum 60972  
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, 2023, to the Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Tomer's overriding royalty interest in these properties is paid out of the indirect working interest of MDC Oil & Gas Holding Company LLC, the direct working interest of Tamar Investment 2 RSC Limited, and a portion of the direct working interest of Tamar Petroleum Ltd. Reserves in Tamar Southwest Field that extend beyond the Tamar Lease boundary 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 escalated price and cost parameters specified by Tomer, 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 Tomer'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 net reserves to the Tomer overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2023, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Net <sup>(1)</sup>	Gross (100%)	Net <sup>(1)</sup>
Proved (1P)	7,685.9	117.1	10.0	0.2
Probable	2,606.7	39.7	3.4	0.1
Proved + Probable (2P)	10,292.6	156.8	13.4	0.2
Possible	2,171.7	33.1	2.8	0.0
Proved + Probable + Possible (3P)	12,464.3	189.9	16.2	0.2

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Net reserves are prior to deductions for the volumes required for payment of certain wellhead expenses incurred by the working interest owners.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Tomer overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2023, to be:

February 15, 2024  
Page 2 of 5

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)	299.8	202.3	145.6	110.6	87.7
Probable	103.3	43.5	19.6	9.4	4.7
Proved + Probable (2P)	403.1	245.7	165.2	120.0	92.4
Possible	86.3	27.7	9.8	3.8	1.6
Proved + Probable + Possible (3P)	489.4	273.4	175.0	123.7	94.0

Totals may not add because of rounding.

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2023, to be:

Category	Gross (100 Percent) Reserves					
	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,087.0	9.2	598.9	0.8	7,685.9	10.0
Probable	2,409.4	3.1	197.2	0.3	2,606.7	3.4
Proved + Probable (2P)	9,496.5	12.3	796.1	1.0	10,292.6	13.4
Possible	1,969.8	2.6	201.9	0.3	2,171.7	2.8
Proved + Probable + Possible (3P)	11,466.3	14.9	998.0	1.3	12,464.3	16.2

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 (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the February 13, 2024, exchange rate was 3.67 New Israeli Shekels per United States dollar.

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

Gross revenue to the overriding royalty interest shown in this report is Tomer's share of the gross (100 percent) revenue from the properties after deductions for certain wellhead expenses incurred by the working interest owners.

February 15, 2024  
Page 3 of 5

Future net revenue is after deductions for these wellhead expenses and for Tomer'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 historical production and pricing data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Tomer. Gas prices are based on Tomer's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority, or an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials. All prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2038, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by Tomer.

Because Tomer owns no working interest in these properties, no operating costs or capital costs would be incurred. However, operating costs and capital costs have been used to confirm economic viability and determine economic limits for the properties.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Alon Gas Energy Development Ltd. (Alon), a working interest owner in these properties. These costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited 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. As requested, operating costs are escalated for inflation on January 1 of each year through December 31, 2038, and then held constant throughout the remaining lives of the properties; the escalation rates have been specified by Tomer.

Capital costs used in this report were provided by Alon and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are included as required for ongoing maintenance projects, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. As requested, capital costs are not escalated for inflation, with the exception of the costs included for maintenance capital projects. These costs are escalated for inflation on January 1 of each year to the date of expenditure or until December 31, 2038; the escalation rates have been specified by Tomer. Tomer would not incur any costs due to abandonment, nor would it realize any salvage value for the lease and well equipment.

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. Since Tomer owns an overriding royalty interest rather than a working interest in these properties, it would not incur any costs due to possible environmental liability; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimates in this report or the commerciality of such estimates.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Tomer overriding royalty interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do

February 15, 2024  
Page 4 of 5

not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Tomer receiving its overriding royalty interest share of estimated future gross production.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Alon, 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 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 by the working interest owners 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 Alon. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2023, by Mr. Elad Soffer, Chief Executive Officer of Tomer, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Tomer, Alon, 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 Tomer.

## 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

February 15, 2024  
Page 5 of 5

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. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver 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. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,


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

By: *Richard B. Talley, Jr.*  
Richard B. Talley, Jr., P.E.  
Chief Executive Officer

By: *J.R. Cliver*  
John R. Cliver, P.E. 107216  
Senior Vice President

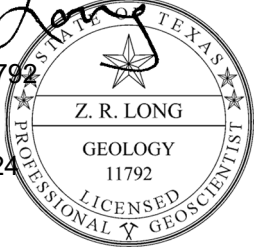
Date Signed: February 15, 2024

JRC:MDK



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

Date Signed: February 15, 2024



**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 Resources.

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.

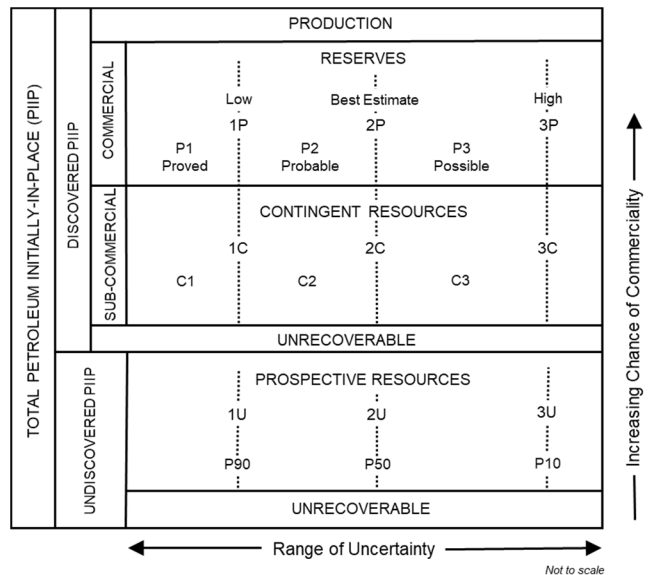


Figure 1.1—Resources classification framework

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

### 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).

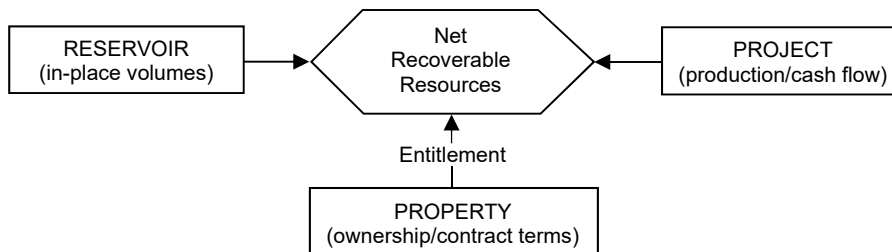


Figure 1.2—Resources evaluation

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality 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.

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

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

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

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

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

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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 commercial 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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</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  
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the		Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
	Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)			Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	23.8	-	-	-	23.8	38.0	9.0	14.7	23.0	2.1	12.6	12.3	12.0	11.8	11.5		
12-31-2025	28.5	-	-	-	28.5	42.3	12.0	16.4	23.0	2.3	14.2	13.2	12.3	11.5	10.8		
12-31-2026	33.5	-	-	-	33.5	46.6	15.6	17.9	23.0	2.4	15.5	13.7	12.2	10.9	9.8		
12-31-2027	38.3	-	-	-	38.3	46.8	17.9	20.4	23.0	2.8	17.6	14.8	12.6	10.8	9.3		
12-31-2028	41.4	-	-	-	41.4	46.8	19.4	22.0	23.0	3.1	19.0	15.2	12.3	10.1	8.3		
12-31-2029	42.1	-	-	-	42.1	46.8	19.7	22.4	23.0	3.2	19.3	14.7	11.4	8.9	7.1		
12-31-2030	42.8	-	-	-	42.8	46.8	20.0	22.8	23.0	3.2	19.5	14.2	10.5	7.9	6.0		
12-31-2031	46.3	-	-	-	46.3	46.8	21.6	24.6	23.0	3.7	20.9	14.5	10.2	7.3	5.3		
12-31-2032	47.4	-	-	-	47.4	46.8	22.2	25.2	23.0	3.8	21.4	14.1	9.5	6.5	4.5		
12-31-2033	48.3	-	-	-	48.3	46.8	22.6	25.7	23.0	3.9	21.8	13.7	8.8	5.8	3.9		
12-31-2034	48.9	-	-	-	48.9	46.8	22.9	26.0	23.0	4.0	22.0	13.2	8.1	5.1	3.2		
12-31-2035	49.7	-	-	-	49.7	46.8	23.3	26.4	23.0	4.1	22.3	12.7	7.5	4.5	2.7		
12-31-2036	39.7	-	-	-	39.7	46.8	18.6	21.1	23.0	3.3	17.8	9.7	5.4	3.1	1.8		
12-31-2037	31.6	-	-	-	31.6	46.8	14.8	16.8	23.0	2.6	14.2	7.3	3.9	2.1	1.2		
12-31-2038	25.2	-	-	-	25.2	46.8	11.8	13.4	23.0	2.1	11.3	5.6	2.8	1.5	0.8		
12-31-2039	19.8	-	-	-	19.8	46.8	9.3	10.5	23.0	1.7	8.9	4.2	2.0	1.0	0.5		
12-31-2040	15.6	-	-	-	15.6	46.8	7.3	8.3	23.0	1.3	7.0	3.1	1.4	0.7	0.3		
12-31-2041	12.3	-	-	-	12.3	46.8	5.7	6.5	23.0	1.0	5.5	2.3	1.0	0.5	0.2		
12-31-2042	9.6	-	-	-	9.6	46.8	4.5	5.1	23.0	0.8	4.3	1.8	0.7	0.3	0.1		
12-31-2043	7.6	-	-	-	7.6	46.8	3.5	4.0	23.0	0.6	3.4	1.3	0.5	0.2	0.1		
12-31-2044	3.1	-	-	-	3.1	46.8	1.4	1.6	23.0	0.3	1.4	0.5	0.2	0.1	0.0		
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
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	-	-	-	-	-	-		
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	655.3	-	-	-	655.3		303.2	352.1		52.3	299.8	202.3	145.6	110.6	87.7		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
					Income Taxes (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	-	-	-	-	-	38.0	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	-	42.3	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2026	-	-	-	-	-	46.6	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2027	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2028	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2029	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2030	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2032	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2033	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2035	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2036	10.8	-	-	-	10.8	46.8	5.0	5.7	23.0	0.9	4.8	2.6	1.5	0.8	0.5		
12-31-2037	19.5	-	-	-	19.5	46.8	9.1	10.4	23.0	1.6	8.7	4.5	2.4	1.3	0.7		
12-31-2038	26.5	-	-	-	26.5	46.8	12.4	14.1	23.0	2.2	11.9	5.9	3.0	1.6	0.9		
12-31-2039	31.9	-	-	-	31.9	46.8	14.9	17.0	23.0	4.3	12.7	6.0	2.9	1.5	0.8		
12-31-2040	27.0	-	-	-	27.0	46.8	12.6	14.4	23.0	3.9	10.5	4.7	2.2	1.0	0.5		
12-31-2041	22.8	-	-	-	22.8	46.8	10.7	12.1	23.0	3.3	8.9	3.8	1.7	0.8	0.4		
12-31-2042	19.2	-	-	-	19.2	46.8	9.0	10.2	23.0	2.7	7.5	3.0	1.3	0.6	0.3		
12-31-2043	16.1	-	-	-	16.1	46.8	7.6	8.6	23.0	2.3	6.3	2.4	1.0	0.4	0.2		
12-31-2044	16.4	-	-	-	16.4	46.8	7.7	8.7	23.0	2.1	6.6	2.4	0.9	0.4	0.2		
12-31-2045	16.1	-	-	-	16.1	46.8	7.5	8.5	23.0	2.0	6.6	2.3	0.9	0.3	0.1		
12-31-2046	13.2	-	-	-	13.2	46.8	6.2	7.0	23.0	1.6	5.4	1.8	0.6	0.2	0.1		
12-31-2047	10.9	-	-	-	10.9	46.8	5.1	5.8	23.0	1.3	4.5	1.4	0.5	0.2	0.1		
12-31-2048	8.9	-	-	-	8.9	46.8	4.2	4.8	23.0	1.1	3.7	1.1	0.4	0.1	0.0		
12-31-2049	7.4	-	-	-	7.4	46.8	3.4	3.9	23.0	0.9	3.0	0.9	0.3	0.1	0.0		
12-31-2050	5.7	-	-	-	5.7	46.8	2.7	3.0	23.0	0.7	2.3	0.6	0.2	0.1	0.0		
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	-	-	-	-	-	-		
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	252.3	-	-	-	252.3		118.0	134.2		30.9	103.3	43.5	19.6	9.4	4.7		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the		Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
	Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)			Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	23.8	-	-	-	23.8	38.0	9.0	14.7	23.0	2.1	12.6	12.3	12.0	11.8	11.5		
12-31-2025	28.5	-	-	-	28.5	42.3	12.0	16.4	23.0	2.3	14.2	13.2	12.3	11.5	10.8		
12-31-2026	33.5	-	-	-	33.5	46.6	15.6	17.9	23.0	2.4	15.5	13.7	12.2	10.9	9.8		
12-31-2027	38.3	-	-	-	38.3	46.8	17.9	20.4	23.0	2.8	17.6	14.8	12.6	10.8	9.3		
12-31-2028	41.4	-	-	-	41.4	46.8	19.4	22.0	23.0	3.1	19.0	15.2	12.3	10.1	8.3		
12-31-2029	42.1	-	-	-	42.1	46.8	19.7	22.4	23.0	3.2	19.3	14.7	11.4	8.9	7.1		
12-31-2030	42.8	-	-	-	42.8	46.8	20.0	22.8	23.0	3.2	19.5	14.2	10.5	7.9	6.0		
12-31-2031	46.3	-	-	-	46.3	46.8	21.6	24.6	23.0	3.7	20.9	14.5	10.2	7.3	5.3		
12-31-2032	47.4	-	-	-	47.4	46.8	22.2	25.2	23.0	3.8	21.4	14.1	9.5	6.5	4.5		
12-31-2033	48.3	-	-	-	48.3	46.8	22.6	25.7	23.0	3.9	21.8	13.7	8.8	5.8	3.9		
12-31-2034	48.9	-	-	-	48.9	46.8	22.9	26.0	23.0	4.0	22.0	13.2	8.1	5.1	3.2		
12-31-2035	49.7	-	-	-	49.7	46.8	23.3	26.4	23.0	4.1	22.3	12.7	7.5	4.5	2.7		
12-31-2036	50.4	-	-	-	50.4	46.8	23.6	26.8	23.0	4.2	22.6	12.3	6.9	3.9	2.3		
12-31-2037	51.0	-	-	-	51.0	46.8	23.9	27.2	23.0	4.3	22.9	11.9	6.3	3.5	2.0		
12-31-2038	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	4.3	23.2	11.4	5.8	3.1	1.6		
12-31-2039	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	5.9	21.6	10.1	4.9	2.5	1.3		
12-31-2040	42.5	-	-	-	42.5	46.8	19.9	22.6	23.0	5.2	17.4	7.8	3.6	1.7	0.9		
12-31-2041	35.0	-	-	-	35.0	46.8	16.4	18.6	23.0	4.3	14.3	6.1	2.7	1.2	0.6		
12-31-2042	28.8	-	-	-	28.8	46.8	13.5	15.3	23.0	3.5	11.8	4.8	2.0	0.9	0.4		
12-31-2043	23.7	-	-	-	23.7	46.8	11.1	12.6	23.0	2.9	9.7	3.7	1.5	0.6	0.3		
12-31-2044	19.5	-	-	-	19.5	46.8	9.1	10.4	23.0	2.4	8.0	2.9	1.1	0.5	0.2		
12-31-2045	16.0	-	-	-	16.0	46.8	7.5	8.5	23.0	2.0	6.6	2.3	0.8	0.3	0.1		
12-31-2046	13.2	-	-	-	13.2	46.8	6.2	7.0	23.0	1.6	5.4	1.8	0.6	0.2	0.1		
12-31-2047	10.9	-	-	-	10.9	46.8	5.1	5.8	23.0	1.3	4.5	1.4	0.5	0.2	0.1		
12-31-2048	8.9	-	-	-	8.9	46.8	4.2	4.8	23.0	1.1	3.7	1.1	0.4	0.1	0.0		
12-31-2049	7.4	-	-	-	7.4	46.8	3.4	3.9	23.0	0.9	3.0	0.9	0.3	0.1	0.0		
12-31-2050	5.7	-	-	-	5.7	46.8	2.7	3.0	23.0	0.7	2.3	0.6	0.2	0.1	0.0		
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	-	-	-	-	-	-		
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	907.5	-	-	-	907.5		421.3	486.3		83.1	403.1	245.7	165.2	120.0	92.4		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
										Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	-	-	-	-	38.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	42.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	46.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2038	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2039	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2040	9.2	-	-	-	46.8	4.3	4.9	23.0	1.1	3.8	1.7	0.8	0.4	0.2
12-31-2041	16.7	-	-	-	46.8	7.8	8.9	23.0	2.0	6.8	2.9	1.3	0.6	0.3
12-31-2042	16.5	-	-	-	46.8	7.7	8.8	23.0	2.0	6.8	2.7	1.2	0.5	0.2
12-31-2043	16.0	-	-	-	46.8	7.5	8.5	23.0	2.0	6.6	2.5	1.0	0.4	0.2
12-31-2044	15.3	-	-	-	46.8	7.2	8.1	23.0	1.9	6.3	2.3	0.9	0.4	0.2
12-31-2045	14.5	-	-	-	46.8	6.8	7.7	23.0	1.8	5.9	2.1	0.8	0.3	0.1
12-31-2046	13.5	-	-	-	46.8	6.3	7.2	23.0	1.7	5.5	1.9	0.7	0.2	0.1
12-31-2047	12.6	-	-	-	46.8	5.9	6.7	23.0	1.5	5.1	1.6	0.6	0.2	0.1
12-31-2048	11.6	-	-	-	46.8	5.4	6.2	23.0	1.4	4.8	1.4	0.5	0.2	0.1
12-31-2049	10.6	-	-	-	46.8	5.0	5.7	23.0	1.3	4.4	1.3	0.4	0.1	0.0
12-31-2050	10.1	-	-	-	46.8	4.7	5.4	23.0	1.2	4.1	1.1	0.3	0.1	0.0
12-31-2051	13.8	-	-	-	46.8	6.5	7.4	23.0	1.7	5.7	1.5	0.4	0.1	0.0
12-31-2052	12.1	-	-	-	46.8	5.7	6.4	23.0	1.5	5.0	1.2	0.3	0.1	0.0
12-31-2053	10.6	-	-	-	46.8	5.0	5.6	23.0	1.3	4.4	1.0	0.3	0.1	0.0
12-31-2054	9.3	-	-	-	46.8	4.4	5.0	23.0	1.1	3.8	0.9	0.2	0.1	0.0
12-31-2055	8.2	-	-	-	46.8	3.8	4.3	23.0	1.0	3.3	0.7	0.2	0.0	0.0
12-31-2056	7.1	-	-	-	46.8	3.3	3.8	23.0	0.9	2.9	0.6	0.1	0.0	0.0
12-31-2057	3.0	-	-	-	46.8	1.4	1.6	23.0	0.4	1.2	0.2	0.1	0.0	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total	210.6	-	-	-	210.6	98.5	112.0	25.8	86.3	27.7	9.8	3.8	1.6	

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.  
(2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.  
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the		Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
	Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)			Income Taxes (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes (MMS)	Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)			Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)		
12-31-2024	23.8	-	-	-	23.8	38.0	9.0	14.7	23.0	2.1	12.6	12.3	12.0	11.8	11.5		
12-31-2025	28.5	-	-	-	28.5	42.3	12.0	16.4	23.0	2.3	14.2	13.2	12.3	11.5	10.8		
12-31-2026	33.5	-	-	-	33.5	46.6	15.6	17.9	23.0	2.4	15.5	13.7	12.2	10.9	9.8		
12-31-2027	38.3	-	-	-	38.3	46.8	17.9	20.4	23.0	2.8	17.6	14.8	12.6	10.8	9.3		
12-31-2028	41.4	-	-	-	41.4	46.8	19.4	22.0	23.0	3.1	19.0	15.2	12.3	10.1	8.3		
12-31-2029	42.1	-	-	-	42.1	46.8	19.7	22.4	23.0	3.2	19.3	14.7	11.4	8.9	7.1		
12-31-2030	42.8	-	-	-	42.8	46.8	20.0	22.8	23.0	3.2	19.5	14.2	10.5	7.9	6.0		
12-31-2031	46.3	-	-	-	46.3	46.8	21.6	24.6	23.0	3.7	20.9	14.5	10.2	7.3	5.3		
12-31-2032	47.4	-	-	-	47.4	46.8	22.2	25.2	23.0	3.8	21.4	14.1	9.5	6.5	4.5		
12-31-2033	48.3	-	-	-	48.3	46.8	22.6	25.7	23.0	3.9	21.8	13.7	8.8	5.8	3.9		
12-31-2034	48.9	-	-	-	48.9	46.8	22.9	26.0	23.0	4.0	22.0	13.2	8.1	5.1	3.2		
12-31-2035	49.7	-	-	-	49.7	46.8	23.3	26.4	23.0	4.1	22.3	12.7	7.5	4.5	2.7		
12-31-2036	50.4	-	-	-	50.4	46.8	23.6	26.8	23.0	4.2	22.6	12.3	6.9	3.9	2.3		
12-31-2037	51.0	-	-	-	51.0	46.8	23.9	27.2	23.0	4.3	22.9	11.9	6.3	3.5	2.0		
12-31-2038	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	4.3	23.2	11.4	5.8	3.1	1.6		
12-31-2039	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	5.9	21.6	10.1	4.9	2.5	1.3		
12-31-2040	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	6.3	21.2	9.5	4.4	2.1	1.0		
12-31-2041	51.7	-	-	-	51.7	46.8	24.2	27.5	23.0	6.3	21.2	9.0	4.0	1.8	0.9		
12-31-2042	45.3	-	-	-	45.3	46.8	21.2	24.1	23.0	5.5	18.6	7.5	3.2	1.4	0.6		
12-31-2043	39.7	-	-	-	39.7	46.8	18.6	21.1	23.0	4.9	16.3	6.3	2.5	1.1	0.5		
12-31-2044	34.8	-	-	-	34.8	46.8	16.3	18.5	23.0	4.3	14.3	5.2	2.0	0.8	0.3		
12-31-2045	30.5	-	-	-	30.5	46.8	14.3	16.2	23.0	3.7	12.5	4.4	1.6	0.6	0.2		
12-31-2046	26.7	-	-	-	26.7	46.8	12.5	14.2	23.0	3.3	10.9	3.7	1.3	0.5	0.2		
12-31-2047	23.4	-	-	-	23.4	46.8	11.0	12.5	23.0	2.9	9.6	3.0	1.0	0.4	0.1		
12-31-2048	20.5	-	-	-	20.5	46.8	9.6	10.9	23.0	2.5	8.4	2.5	0.8	0.3	0.1		
12-31-2049	18.0	-	-	-	18.0	46.8	8.4	9.6	23.0	2.2	7.4	2.1	0.6	0.2	0.1		
12-31-2050	15.8	-	-	-	15.8	46.8	7.4	8.4	23.0	1.9	6.5	1.8	0.5	0.2	0.1		
12-31-2051	13.8	-	-	-	13.8	46.8	6.5	7.3	23.0	1.7	5.7	1.5	0.4	0.1	0.0		
12-31-2052	12.1	-	-	-	12.1	46.8	5.7	6.4	23.0	1.5	5.0	1.2	0.3	0.1	0.0		
12-31-2053	10.6	-	-	-	10.6	46.8	5.0	5.6	23.0	1.3	4.3	1.0	0.3	0.1	0.0		
12-31-2054	9.3	-	-	-	9.3	46.8	4.4	4.9	23.0	1.1	3.8	0.9	0.2	0.1	0.0		
12-31-2055	8.1	-	-	-	8.1	46.8	3.8	4.3	23.0	1.0	3.3	0.7	0.2	0.0	0.0		
12-31-2056	7.1	-	-	-	7.1	46.8	3.3	3.8	23.0	0.9	2.9	0.6	0.1	0.0	0.0		
12-31-2057	3.0	-	-	-	3.0	46.8	1.4	1.6	23.0	0.4	1.2	0.2	0.1	0.0	0.0		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	1,118.1	-	-	-	1,118.1	-	519.8	598.3	-	108.9	489.4	273.4	175.0	123.7	94.0		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND PRICING DATA  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS  
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Year	Gross (100%) Production (BCF)	Average Per Production Unit Price Received (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
2023 <sup>(2)</sup>	324.6	5.10	3.2
2022	360.7	4.95	3.6
2021	309.5	4.63	2.9

Note: Values in this table have been provided by Tomer; these values are based on historical production data since 2021.

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

(2) The 2023 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</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	2,730,725	2,801,454	2,995,388	23,065	23,593	25,396	118	119	118	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,647,991	1,689,414	1,748,042	14,685	15,249	15,969	112	111	109	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,979,515	2,005,638	2,017,348	9,788	9,897	9,991	202	203	202	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity <sup>(3)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</sup>			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	368	370	372	0.65	0.70	0.74
B Sand	0.25	0.25	0.24	0.76	0.79	0.82	368	370	372	0.65	0.70	0.74
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	368	370	372	0.65	0.70	0.74

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

(1) Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

(2) The structural character of the A and C Sands results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the best estimate case; the structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best and high estimate case relative to the low estimate case.

(3) 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.

(4) The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</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	224,717	272,451	311,002	1,690	2,089	2,238	133	130	139	0.99	1.00	1.00
B Sand	96,555	98,410	112,402	839	904	1,028	115	109	109	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (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	0.24	0.24	0.24	0.84	0.87	0.89	370	372	374	0.65	0.70	0.74
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	370	372	374	0.55	0.60	0.65

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

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

<sup>(2)</sup> The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the high estimate case; the structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best and high estimate case relative to the low estimate case.

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

**ESTIMATES**  
of  
**RESERVES AND FUTURE REVENUE**  
to the  
**TOMER POST-ACQUISITION**  
**OVERRIDING ROYALTY INTEREST**  
in  
**CERTAIN GAS PROPERTIES**  
located in  
**TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS**  
**TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL**  
as of  
**DECEMBER 31, 2023**

**BASED ON ESCALATED PRICE AND COST PARAMETERS**  
specified by  
**TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD.**

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



February 15, 2024

Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.  
GreenWork Plant Complex, Building B  
Yakum 60972  
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, 2023, to the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that the Tomer Post-Acquisition interest includes (1) the Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) overriding royalty interest in these properties that is paid out of the indirect working interest of MDC Oil & Gas Holding Company LLC, the direct working interest of Tamar Investment 2 RSC Limited, and a portion of the direct working interest of Tamar Petroleum Ltd, and (2) an additional 0.25 percent overriding royalty interest in these properties that Tomer plans to acquire via a 6.25 percent override in the 4.00 percent direct working interest owned by Alon Gas Development Ltd. (Alon). Reserves in Tamar Southwest Field that extend beyond the Tamar Lease boundary 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 escalated price and cost parameters specified by Tomer, 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 Tomer'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 net reserves to the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2023, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Net <sup>(1)</sup>	Gross (100%)	Net <sup>(1)</sup>
Proved (1P)	7,685.9	136.3	10.0	0.2
Probable	2,606.7	46.2	3.4	0.1
Proved + Probable (2P)	10,292.6	182.5	13.4	0.2
Possible	2,171.7	38.5	2.8	0.1
Proved + Probable + Possible (3P)	12,464.3	221.0	16.2	0.3

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Net reserves are prior to deductions for the volumes required for payment of certain wellhead expenses incurred by the working interest owners.

February 15, 2024  
Page 2 of 5

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2023, 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)	350.3	236.3	170.2	129.3	102.5
Probable	120.3	50.6	22.8	10.9	5.5
Proved + Probable (2P)	470.6	286.9	193.0	140.1	108.0
Possible	100.4	32.3	11.4	4.4	1.8
Proved + Probable + Possible (3P)	571.0	319.2	204.4	144.5	109.8

Totals may not add because of rounding.

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2023, to be:

Category	Gross (100 Percent) Reserves					
	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,087.0	9.2	598.9	0.8	7,685.9	10.0
Probable	2,409.4	3.1	197.2	0.3	2,606.7	3.4
Proved + Probable (2P)	9,496.5	12.3	796.1	1.0	10,292.6	13.4
Possible	1,969.8	2.6	201.9	0.3	2,171.7	2.8
Proved + Probable + Possible (3P)	11,466.3	14.9	998.0	1.3	12,464.3	16.2

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 (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the February 13, 2024, exchange rate was 3.67 New Israeli Shekels per United States dollar.

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

February 15, 2024  
Page 3 of 5

Gross revenue to the overriding royalty interest shown in this report is the interest owner's share of the gross (100 percent) revenue from the properties after deductions for certain wellhead expenses incurred by the working interest owners. Future net revenue is after deductions for these wellhead expenses and for Tomer'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 historical production and pricing data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Tomer. Gas prices are based on Tomer's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority, or an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials. All prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2038, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by Tomer.

Because this report is for the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in these properties, no operating costs or capital costs would be incurred. However, operating costs and capital costs have been used to confirm economic viability and determine economic limits for the properties.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Alon. These costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited 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. As requested, operating costs are escalated for inflation on January 1 of each year through December 31, 2038, and then held constant throughout the remaining lives of the properties; the escalation rates have been specified by Tomer.

Capital costs used in this report were provided by Alon and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are included as required for ongoing maintenance projects, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. As requested, capital costs are not escalated for inflation, with the exception of the costs included for maintenance capital projects. These costs are escalated for inflation on January 1 of each year to the date of expenditure or until December 31, 2038; the escalation rates have been specified by Tomer. Tomer would not incur any costs due to abandonment, nor would it realize any salvage value for the lease and well equipment.

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. Because this report is for the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in these properties, no costs would be incurred due to possible environmental liability; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimates in this report or the commerciality of such estimates.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest. Therefore, our estimates of reserves and

February 15, 2024  
Page 4 of 5

future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Tomer Post-Acquisition receiving its overriding royalty interest share of estimated future gross production.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Alon, 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 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 by the working interest owners 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 Alon. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2023, by Mr. Elad Soffer, Chief Executive Officer of Tomer, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Tomer, Alon, 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 Tomer.

## 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

February 15, 2024  
Page 5 of 5

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. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver 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. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

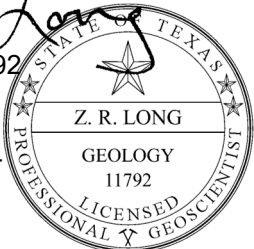
**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**  
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By: *Richard B. Talley, Jr.*  
Richard B. Talley, Jr., P.E.  
Chief Executive Officer

By: *John R. Cliver*  
John R. Cliver, P.E. 107216  
Senior Vice President  
Date Signed: February 15, 2024  
JRC:MDK



By: *Zachary R. Long*  
Zachary R. Long, P.G. 11792  
Vice President  
Date Signed: February 15, 2024



**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 Resources.

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.

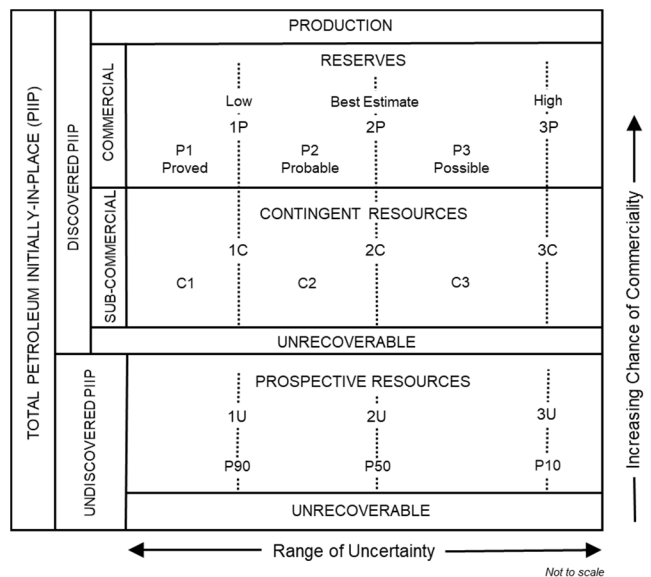


Figure 1.1—Resources classification framework

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

### 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).

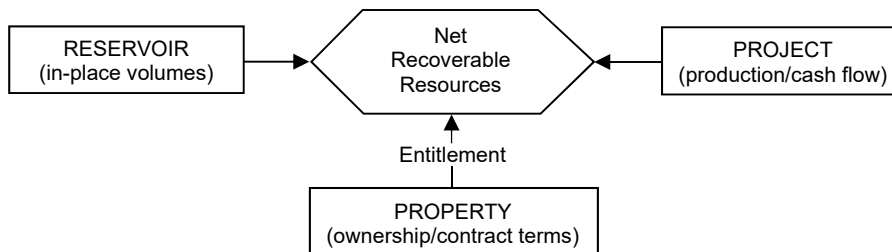


Figure 1.2—Resources evaluation

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality 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.

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

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

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

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

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

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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 commercial 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**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03  
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</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  
TOMER POST-ACQUISITION OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the		Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
	Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)			Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	27.7	-	-	-	27.7	38.0	10.5	17.2	23.0	2.4	14.7	14.4	14.0	13.7	13.4		
12-31-2025	33.2	-	-	-	33.2	42.3	14.0	19.1	23.0	2.6	16.6	15.4	14.4	13.4	12.6		
12-31-2026	39.0	-	-	-	39.0	46.6	18.1	20.8	23.0	2.7	18.1	16.0	14.3	12.8	11.5		
12-31-2027	44.6	-	-	-	44.6	46.8	20.9	23.7	23.0	3.2	20.6	17.3	14.7	12.6	10.9		
12-31-2028	48.2	-	-	-	48.2	46.8	22.6	25.6	23.0	3.5	22.1	17.8	14.4	11.8	9.8		
12-31-2029	49.1	-	-	-	49.1	46.8	23.0	26.1	23.0	3.6	22.5	17.2	13.3	10.4	8.3		
12-31-2030	49.8	-	-	-	49.8	46.8	23.3	26.5	23.0	3.7	22.8	16.6	12.3	9.2	7.0		
12-31-2031	53.8	-	-	-	53.8	46.8	25.2	28.6	23.0	4.2	24.5	17.0	12.0	8.6	6.2		
12-31-2032	55.2	-	-	-	55.2	46.8	25.8	29.4	23.0	4.3	25.0	16.5	11.1	7.6	5.3		
12-31-2033	56.2	-	-	-	56.2	46.8	26.3	29.9	23.0	4.5	25.4	16.0	10.3	6.7	4.5		
12-31-2034	57.0	-	-	-	57.0	46.8	26.7	30.3	23.0	4.6	25.7	15.4	9.5	5.9	3.8		
12-31-2035	57.8	-	-	-	57.8	46.8	27.1	30.8	23.0	4.7	26.1	14.9	8.7	5.2	3.2		
12-31-2036	46.2	-	-	-	46.2	46.8	21.6	24.6	23.0	3.8	20.8	11.3	6.3	3.6	2.1		
12-31-2037	36.8	-	-	-	36.8	46.8	17.2	19.6	23.0	3.0	16.6	8.6	4.6	2.5	1.4		
12-31-2038	29.3	-	-	-	29.3	46.8	13.7	15.6	23.0	2.4	13.2	6.5	3.3	1.7	0.9		
12-31-2039	23.0	-	-	-	23.0	46.8	10.8	12.3	23.0	1.9	10.4	4.9	2.4	1.2	0.6		
12-31-2040	18.1	-	-	-	18.1	46.8	8.5	9.6	23.0	1.5	8.2	3.6	1.7	0.8	0.4		
12-31-2041	14.3	-	-	-	14.3	46.8	6.7	7.6	23.0	1.2	6.4	2.7	1.2	0.6	0.3		
12-31-2042	11.2	-	-	-	11.2	46.8	5.3	6.0	23.0	0.9	5.0	2.0	0.9	0.4	0.2		
12-31-2043	8.8	-	-	-	8.8	46.8	4.1	4.7	23.0	0.7	4.0	1.5	0.6	0.3	0.1		
12-31-2044	3.6	-	-	-	3.6	46.8	1.7	1.9	23.0	0.3	1.6	0.6	0.2	0.1	0.0		
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
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	-	-	-	-	-	-		
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	762.9	-	-	-	762.9		353.0	409.9		59.6	350.3	236.3	170.2	129.3	102.5		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
TOMER POST-ACQUISITION OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
											Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	-	-	-	-	-	38.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	-	42.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2026	-	-	-	-	-	46.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2027	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2028	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2029	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2030	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2032	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2033	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2035	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2036	12.5	-	-	-	12.5	46.8	5.9	6.7	23.0	1.0	5.6	3.1	1.7	1.0	
12-31-2037	22.7	-	-	-	22.7	46.8	10.6	12.1	23.0	1.9	10.2	5.3	2.8	1.6	
12-31-2038	30.9	-	-	-	30.9	46.8	14.5	16.4	23.0	2.6	13.9	6.9	3.5	1.8	
12-31-2039	37.1	-	-	-	37.1	46.8	17.4	19.8	23.0	5.0	14.8	6.9	3.4	1.7	
12-31-2040	31.4	-	-	-	31.4	46.8	14.7	16.7	23.0	4.6	12.1	5.4	2.5	1.2	
12-31-2041	26.5	-	-	-	26.5	46.8	12.4	14.1	23.0	3.8	10.3	4.4	1.9	0.9	
12-31-2042	22.3	-	-	-	22.3	46.8	10.4	11.9	23.0	3.2	8.7	3.5	1.5	0.7	
12-31-2043	18.8	-	-	-	18.8	46.8	8.8	10.0	23.0	2.7	7.3	2.8	1.1	0.5	
12-31-2044	19.1	-	-	-	19.1	46.8	9.0	10.2	23.0	2.5	7.7	2.8	1.1	0.4	
12-31-2045	18.7	-	-	-	18.7	46.8	8.7	9.9	23.0	2.3	7.7	2.7	1.0	0.4	
12-31-2046	15.4	-	-	-	15.4	46.8	7.2	8.2	23.0	1.9	6.3	2.1	0.7	0.3	
12-31-2047	12.7	-	-	-	12.7	46.8	5.9	6.7	23.0	1.6	5.2	1.7	0.6	0.2	
12-31-2048	10.4	-	-	-	10.4	46.8	4.9	5.5	23.0	1.3	4.3	1.3	0.4	0.1	
12-31-2049	8.6	-	-	-	8.6	46.8	4.0	4.6	23.0	1.1	3.5	1.0	0.3	0.1	
12-31-2050	6.7	-	-	-	6.7	46.8	3.1	3.5	23.0	0.8	2.7	0.8	0.2	0.1	
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	-	-	-	-	-	
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
Total	293.6	-	-	-	293.6		137.4	156.2		35.9	120.3	50.6	22.8	10.9	5.5

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
TOMER POST-ACQUISITION OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the		Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
	Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)			Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes Discounted at 0% (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	27.7	-	-	-	27.7	38.0	10.5	17.2	23.0	2.4	14.7	14.4	14.0	13.7	13.4		
12-31-2025	33.2	-	-	-	33.2	42.3	14.0	19.1	23.0	2.6	16.6	15.4	14.4	13.4	12.6		
12-31-2026	39.0	-	-	-	39.0	46.6	18.1	20.8	23.0	2.7	18.1	16.0	14.3	12.8	11.5		
12-31-2027	44.6	-	-	-	44.6	46.8	20.9	23.7	23.0	3.2	20.6	17.3	14.7	12.6	10.9		
12-31-2028	48.2	-	-	-	48.2	46.8	22.6	25.6	23.0	3.5	22.1	17.8	14.4	11.8	9.8		
12-31-2029	49.1	-	-	-	49.1	46.8	23.0	26.1	23.0	3.6	22.5	17.2	13.3	10.4	8.3		
12-31-2030	49.8	-	-	-	49.8	46.8	23.3	26.5	23.0	3.7	22.8	16.6	12.3	9.2	7.0		
12-31-2031	53.8	-	-	-	53.8	46.8	25.2	28.6	23.0	4.2	24.5	17.0	12.0	8.6	6.2		
12-31-2032	55.2	-	-	-	55.2	46.8	25.8	29.4	23.0	4.3	25.0	16.5	11.1	7.6	5.3		
12-31-2033	56.2	-	-	-	56.2	46.8	26.3	29.9	23.0	4.5	25.4	16.0	10.3	6.7	4.5		
12-31-2034	57.0	-	-	-	57.0	46.8	26.7	30.3	23.0	4.6	25.7	15.4	9.5	5.9	3.8		
12-31-2035	57.8	-	-	-	57.8	46.8	27.1	30.8	23.0	4.7	26.1	14.9	8.7	5.2	3.2		
12-31-2036	58.7	-	-	-	58.7	46.8	27.5	31.2	23.0	4.8	26.4	14.4	8.0	4.6	2.7		
12-31-2037	59.4	-	-	-	59.4	46.8	27.8	31.6	23.0	4.9	26.7	13.8	7.4	4.1	2.3		
12-31-2038	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	5.0	27.1	13.3	6.8	3.6	1.9		
12-31-2039	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	6.9	25.2	11.8	5.7	2.9	1.5		
12-31-2040	49.5	-	-	-	49.5	46.8	23.2	26.3	23.0	6.1	20.3	9.1	4.2	2.0	1.0		
12-31-2041	40.8	-	-	-	40.8	46.8	19.1	21.7	23.0	5.0	16.7	7.1	3.1	1.4	0.7		
12-31-2042	33.5	-	-	-	33.5	46.8	15.7	17.8	23.0	4.1	13.7	5.6	2.4	1.0	0.5		
12-31-2043	27.6	-	-	-	27.6	46.8	12.9	14.7	23.0	3.4	11.3	4.4	1.8	0.7	0.3		
12-31-2044	22.7	-	-	-	22.7	46.8	10.6	12.1	23.0	2.8	9.3	3.4	1.3	0.5	0.2		
12-31-2045	18.7	-	-	-	18.7	46.8	8.7	9.9	23.0	2.3	7.7	2.7	1.0	0.4	0.2		
12-31-2046	15.4	-	-	-	15.4	46.8	7.2	8.2	23.0	1.9	6.3	2.1	0.7	0.3	0.1		
12-31-2047	12.6	-	-	-	12.6	46.8	5.9	6.7	23.0	1.5	5.2	1.6	0.6	0.2	0.1		
12-31-2048	10.4	-	-	-	10.4	46.8	4.9	5.5	23.0	1.3	4.3	1.3	0.4	0.1	0.0		
12-31-2049	8.6	-	-	-	8.6	46.8	4.0	4.6	23.0	1.0	3.5	1.0	0.3	0.1	0.0		
12-31-2050	6.6	-	-	-	6.6	46.8	3.1	3.5	23.0	0.8	2.7	0.7	0.2	0.1	0.0		
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	-	-	-	-	-	-		
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-		
Total	1,056.5	-	-	-	1,056.5	-	490.4	566.1	-	95.5	470.6	286.9	193.0	140.1	108.0		

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
TOMER POST-ACQUISITION OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
										Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)	
12-31-2024	-	-	-	-	38.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	42.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2026	-	-	-	-	46.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2027	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2028	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2029	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2030	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2032	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2033	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2035	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2036	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2037	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2038	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2039	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2040	10.7	-	-	-	10.7	46.8	5.0	5.7	23.0	1.3	4.4	2.0	0.9	0.4	0.2
12-31-2041	19.4	-	-	-	19.4	46.8	9.1	10.3	23.0	2.4	8.0	3.4	1.5	0.7	0.3
12-31-2042	19.2	-	-	-	19.2	46.8	9.0	10.2	23.0	2.4	7.9	3.2	1.4	0.6	0.3
12-31-2043	18.6	-	-	-	18.6	46.8	8.7	9.9	23.0	2.3	7.6	3.0	1.2	0.5	0.2
12-31-2044	17.8	-	-	-	17.8	46.8	8.3	9.5	23.0	2.2	7.3	2.7	1.0	0.4	0.2
12-31-2045	16.8	-	-	-	16.8	46.8	7.9	9.0	23.0	2.1	6.9	2.4	0.9	0.3	0.1
12-31-2046	15.7	-	-	-	15.7	46.8	7.4	8.4	23.0	1.9	6.5	2.2	0.8	0.3	0.1
12-31-2047	14.6	-	-	-	14.6	46.8	6.8	7.8	23.0	1.8	6.0	1.9	0.6	0.2	0.1
12-31-2048	13.5	-	-	-	13.5	46.8	6.3	7.2	23.0	1.7	5.5	1.7	0.5	0.2	0.1
12-31-2049	12.4	-	-	-	12.4	46.8	5.8	6.6	23.0	1.5	5.1	1.5	0.5	0.1	0.1
12-31-2050	11.7	-	-	-	11.7	46.8	5.5	6.2	23.0	1.4	4.8	1.3	0.4	0.1	0.0
12-31-2051	16.1	-	-	-	16.1	46.8	7.5	8.6	23.0	2.0	6.6	1.7	0.5	0.1	0.0
12-31-2052	14.1	-	-	-	14.1	46.8	6.6	7.5	23.0	1.7	5.8	1.4	0.4	0.1	0.0
12-31-2053	12.4	-	-	-	12.4	46.8	5.8	6.6	23.0	1.5	5.1	1.2	0.3	0.1	0.0
12-31-2054	10.8	-	-	-	10.8	46.8	5.1	5.8	23.0	1.3	4.4	1.0	0.2	0.1	0.0
12-31-2055	9.5	-	-	-	9.5	46.8	4.4	5.1	23.0	1.2	3.9	0.8	0.2	0.1	0.0
12-31-2056	8.3	-	-	-	8.3	46.8	3.9	4.4	23.0	1.0	3.4	0.7	0.2	0.0	0.0
12-31-2057	3.5	-	-	-	3.5	46.8	1.6	1.9	23.0	0.4	1.4	0.3	0.1	0.0	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total	245.1	-	-	-	245.1	-	114.7	130.4	-	30.0	100.4	32.3	11.4	4.4	1.8

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
TOMER POST-ACQUISITION OVERRIDING ROYALTY INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%			Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
					Income Taxes (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Income Taxes (MMS)	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	27.7	-	-	-	27.7	38.0	10.5	17.2	23.0	2.4	2.4	14.7	14.4	14.0	13.7	13.4	
12-31-2025	33.2	-	-	-	33.2	42.3	14.0	19.1	23.0	2.6	2.6	16.6	15.4	14.4	13.4	12.6	
12-31-2026	39.0	-	-	-	39.0	46.6	18.1	20.8	23.0	2.7	2.7	18.1	16.0	14.3	12.8	11.5	
12-31-2027	44.6	-	-	-	44.6	46.8	20.9	23.7	23.0	3.2	3.2	20.6	17.3	14.7	12.6	10.9	
12-31-2028	48.2	-	-	-	48.2	46.8	22.6	25.6	23.0	3.5	3.5	22.1	17.8	14.4	11.8	9.8	
12-31-2029	49.1	-	-	-	49.1	46.8	23.0	26.1	23.0	3.6	3.6	22.5	17.2	13.3	10.4	8.3	
12-31-2030	49.8	-	-	-	49.8	46.8	23.3	26.5	23.0	3.7	3.7	22.8	16.6	12.3	9.2	7.0	
12-31-2031	53.8	-	-	-	53.8	46.8	25.2	28.6	23.0	4.2	4.2	24.5	17.0	12.0	8.6	6.2	
12-31-2032	55.2	-	-	-	55.2	46.8	25.8	29.4	23.0	4.3	4.3	25.0	16.5	11.1	7.6	5.3	
12-31-2033	56.2	-	-	-	56.2	46.8	26.3	29.9	23.0	4.5	4.5	25.4	16.0	10.3	6.7	4.5	
12-31-2034	57.0	-	-	-	57.0	46.8	26.7	30.3	23.0	4.6	4.6	25.7	15.4	9.5	5.9	3.8	
12-31-2035	57.8	-	-	-	57.8	46.8	27.1	30.8	23.0	4.7	4.7	26.1	14.9	8.7	5.2	3.2	
12-31-2036	58.7	-	-	-	58.7	46.8	27.5	31.2	23.0	4.8	4.8	26.4	14.4	8.0	4.6	2.7	
12-31-2037	59.4	-	-	-	59.4	46.8	27.8	31.6	23.0	4.9	4.9	26.7	13.8	7.4	4.1	2.3	
12-31-2038	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	5.0	5.0	27.1	13.3	6.8	3.6	1.9	
12-31-2039	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	6.9	6.9	25.2	11.8	5.7	2.9	1.5	
12-31-2040	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	7.4	7.4	24.7	11.0	5.1	2.5	1.2	
12-31-2041	60.2	-	-	-	60.2	46.8	28.2	32.0	23.0	7.4	7.4	24.7	10.5	4.7	2.1	1.0	
12-31-2042	52.7	-	-	-	52.7	46.8	24.7	28.1	23.0	6.5	6.5	21.6	8.8	3.7	1.6	0.7	
12-31-2043	46.2	-	-	-	46.2	46.8	21.6	24.6	23.0	5.7	5.7	18.9	7.3	3.0	1.2	0.5	
12-31-2044	40.5	-	-	-	40.5	46.8	19.0	21.6	23.0	5.0	5.0	16.6	6.1	2.4	0.9	0.4	
12-31-2045	35.5	-	-	-	35.5	46.8	16.6	18.9	23.0	4.3	4.3	14.5	5.1	1.9	0.7	0.3	
12-31-2046	31.1	-	-	-	31.1	46.8	14.6	16.6	23.0	3.8	3.8	12.7	4.3	1.5	0.5	0.2	
12-31-2047	27.3	-	-	-	27.3	46.8	12.8	14.5	23.0	3.3	3.3	11.2	3.5	1.2	0.4	0.2	
12-31-2048	23.9	-	-	-	23.9	46.8	11.2	12.7	23.0	2.9	2.9	9.8	3.0	0.9	0.3	0.1	
12-31-2049	20.9	-	-	-	20.9	46.8	9.8	11.1	23.0	2.6	2.6	8.6	2.5	0.8	0.2	0.1	
12-31-2050	18.3	-	-	-	18.3	46.8	8.6	9.8	23.0	2.2	2.2	7.5	2.1	0.6	0.2	0.1	
12-31-2051	16.1	-	-	-	16.1	46.8	7.5	8.6	23.0	2.0	2.0	6.6	1.7	0.5	0.1	0.0	
12-31-2052	14.1	-	-	-	14.1	46.8	6.6	7.5	23.0	1.7	1.7	5.8	1.4	0.4	0.1	0.0	
12-31-2053	12.3	-	-	-	12.3	46.8	5.8	6.6	23.0	1.5	1.5	5.1	1.2	0.3	0.1	0.0	
12-31-2054	10.8	-	-	-	10.8	46.8	5.1	5.8	23.0	1.3	1.3	4.4	1.0	0.2	0.1	0.0	
12-31-2055	9.5	-	-	-	9.5	46.8	4.4	5.0	23.0	1.2	1.2	3.9	0.8	0.2	0.0	0.0	
12-31-2056	8.3	-	-	-	8.3	46.8	3.9	4.4	23.0	1.0	1.0	3.4	0.7	0.2	0.0	0.0	
12-31-2057	3.5	-	-	-	3.5	46.8	1.6	1.9	23.0	0.4	0.4	1.4	0.3	0.1	0.0	0.0	
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-	
Total	1,301.6	-	-	-	1,301.6	-	605.1	696.5	-	125.5	125.5	571.0	319.2	204.4	144.5	109.8	

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs were used only to confirm economic viability and determine economic limits for the properties and include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tomer's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tomer and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND PRICING DATA  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS  
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Year	Gross (100%) Production (BCF)	Average Per Production Unit Price Received (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
2023 <sup>(2)</sup>	324.6	5.10	3.2
2022	360.7	4.95	3.6
2021	309.5	4.63	2.9

Note: Values in this table have been provided by Tomer; these values are based on historical production data since 2021.

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

(2) The 2023 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</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	2,730,725	2,801,454	2,995,388	23,065	23,593	25,396	118	119	118	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,647,991	1,689,414	1,748,042	14,685	15,249	15,969	112	111	109	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,979,515	2,005,638	2,017,348	9,788	9,897	9,991	202	203	202	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity <sup>(3)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</sup>			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	368	370	372	0.65	0.70	0.74
B Sand	0.25	0.25	0.24	0.76	0.79	0.82	368	370	372	0.65	0.70	0.74
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	368	370	372	0.65	0.70	0.74

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

(1) Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

(2) The structural character of the A and C Sands results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the best estimate case; the structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best and high estimate case relative to the low estimate case.

(3) 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.

(4) The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2023

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</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	224,717	272,451	311,002	1,690	2,089	2,238	133	130	139	0.99	1.00	1.00
B Sand	96,555	98,410	112,402	839	904	1,028	115	109	109	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (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	0.24	0.24	0.24	0.84	0.87	0.89	370	372	374	0.65	0.70	0.74
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	370	372	374	0.55	0.60	0.65

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

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

<sup>(2)</sup> The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the high estimate case; the structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best and high estimate case relative to the low estimate case.

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

February 15, 2024

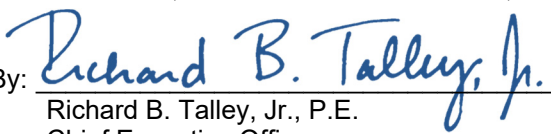
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.  
GreenWork Plant Complex, Building B  
Yakum 60972  
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) to use our report dated February 15, 2024, 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, 2023, to the Tomer overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

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

By:   
Richard B. Talley, Jr., P.E.  
Chief Executive Officer

JRC:MDK



February 15, 2024

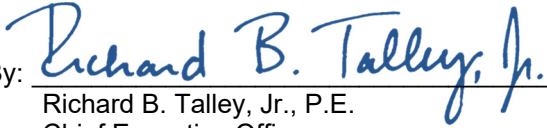
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.  
GreenWork Plant Complex, Building B  
Yakum 60972  
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) to use our report dated February 15, 2024, 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, 2023, to the Tomer Post-Acquisition overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

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

By:   
Richard B. Talley, Jr., P.E.  
Chief Executive Officer

JRC:MDK