

תמר פטרוליום בע"מ

("החברה")

5 במרץ, 2025

לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ
באמצעות המא"ה

לכבוד
רשות ניירות ערך
באמצעות המגנ"א

א.ג.נ.,

הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

החברה מתכבדת בזאת ליתן דוח עתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2024, הכולל את מאגרי תמר ו-תמר South-West (להלן: "תמר SW") שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "פרויקט תמר" ו-"חזקת תמר", בהתאמה), ונתוני תזרים מהוון נכון ליום 31.12.2024, ביחס לחלקה של החברה בפרויקט תמר, כמפורט להלן.¹

1. 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 7.12.2022 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" ו"השלב הראשון של פרויקט ההרחבה"). השלב הראשון של פרויקט ההרחבה כולל השקעה בצינור הולכה שלישי מהבארות לפלטפורמת הטיפול וההפקה (להלן: "האסדה"), בתשתיות הימיות, באסדה ובמתקן הקבלה באשדוד. אומדן העלויות של Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה" או "שברון") לסיום השלב הראשון של פרויקט ההרחבה נכון למועד הדוח, הינו כ-673 מיליון דולר (100% מהפרויקט).

ביום 16.2.2024 קיבלו שותפי תמר החלטת השקעה נוספת לשדרוג המדחסים במתקן הקבלה באשדוד (להלן: "שדרוג המדחסים") בסכום כולל של כ-24 מיליון דולר (100% מהפרויקט).²

השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ושדרוג המדחסים צפויים להסתיים, להערכת המפעילה, עד לתום הרבעון הרביעי של שנת 2025³, ומטרתם הגדלה של יכולת ההפקה היומית לעד כ-1.6 BCF ליום.

ביום 23.8.2023 התקבל אישור הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והתשתיות (אשר עודכן ביום 13.12.2023) לייצוא כמויות גז נוספות ל-Blue Ocean Energy (להלן: "BOE") מפרויקט תמר.⁴

¹ למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-149 לדוח התקופתי של החברה לשנת 2023, כפי שפורסם ביום 21.3.2024 (מס' אסמכתא 029481-01-2024) (להלן: "הדוח התקופתי"), הכלול בזאת על דרך ההפניה.

² לפרטים נוספים ראו דוח מידי של החברה מיום 18.2.2024 (מס' אסמכתא: 014401-01-2024).

³ המועד הצפוי לסיום השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ושדרוג המדחסים נדחה בעקבות מלחמת "חרבות ברזל". לפרטים ראו דוח מידי מיום 5.11.2024 (מס' אסמכתא 613811-01-2024).

⁴ לפרטים נוספים ראו דוחות מידיים של החברה מיום 4.12.2023 (מס' אסמכתא: 01-110212-2023) ומיום 14.12.2023 (מס' אסמכתא: 01-135981-2023), בהתאמה.

ביום 15.2.2024 התקשרו שותפי תמר עם BOE בתיקון להסכם הייצוא למצרים מיום 19.2.2018, כפי שתוקן מעת לעת (להלן: "התיקון להסכם הייצוא" ו"הסכם הייצוא למצרים", בהתאמה).⁵

לצורך ייצוא כמויות גז נוספות, נדרש שדרוג של מערכות ההולכה לייצוא, באמצעות השתתפות במימון ושימוש בקיבולות מערכות ההולכה הבאות (להלן: "שדרוג מערכות ההולכה לייצוא"):

(א) תחנת דחיסה בירדן (הקמה ותפעול על ידי חברת הולכת הגז שם) (להלן: "פרויקט שדרוג מערכת ההולכה מחוץ לישראל"). יצוין, כי ביום 19.9.2024 נחתמה מערכת הסכמים בקשר עם השתתפות במימון שדרוג מערכת ההולכה מחוץ לישראל והולכת הגז.⁶ על-פי מערכת ההסכמים האמורה, חלקם של שותפי תמר בהשתתפות במימון הפרויקט האמור (50%) צפוי להסתכם בכ-176.5 מיליון דולר (חלק החברה כ-30 מיליון דולר).⁷ המועד המשוער להשלמת פרויקט שדרוג מערכת ההולכה מחוץ לישראל הינו בתום המחצית השנייה של שנת 2026.⁸

(ב) תחנת דחיסה באזור רמת חובב יחד עם הנחת צינור יבשתי מתחנה זו עד בסמוך למעבר ניצנה (הקמה ותפעול על ידי נתג"ז) (להלן: "פרויקט ניצנה"). נכון למועד הדוח, שותפי תמר נמצאים במו"מ להתקשרות בהסכם הולכה עם נתג"ז, במסגרתו יקבעו, בין היתר, העקרונות להשתתפות במימון הקמת פרויקט ניצנה. ההסכם האמור מתוכנן להיחתם במהלך המחצית הראשונה של שנת 2025. חלקם של שותפי תמר בהשתתפות במימון פרויקט ניצנה (33%) מוערך בכ-194 מיליון דולר (חלק החברה כ-32.5 מיליון דולר).⁹ המועד המשוער להשלמת פרויקט ניצנה הינו במחצית השנייה של שנת 2028.¹⁰

חלקם הסופי של שותפי תמר במימון ההשקעה במערכות ההולכה לייצוא, היקף ועיתוי ההזרמה בכל אחת ממערכות ההולכה האמורות, יושפעו מאישורים רגולטוריים הניתנים על-ידי המדינה, ומהחלטות של יצואני גז אחרים בנוגע להשתתפותם בהשקעות במערכות ההולכה לייצוא.

לאור כל האמור לעיל, התזרים המהוון ליום 31.12.2024 להלן מביא בחשבון את הגידול ביכולת ההפקה היומית המרבית לכ-1.6 BCF החל מתחילת שנת 2026¹¹, וכן את השלמת שדרוג מערכות ההולכה לייצוא כמפורט לעיל, אשר יאפשרו גידול הדרגתי בכמויות הגז הנמכרות, בעיקר לייצוא.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המובא בדוח זה בדבר השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ושדרוג המדחסים (לרבות צפי לסיום הפרויקט האמור ועלויות מוערכות), המועד הצפוי לחתימה על הסכם הולכה עם נתג"ז בקשר עם פרויקט ניצנה, המועדים המוערכים לגידול ביכולת ההפקה המרבית ולהשלמת שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, חלקה של החברה בהקצאה הסופית

⁵ לפרטים בדבר הסכם הייצוא למצרים והתיקון להסכם הייצוא, ראו סעיפים 4.5 (ב)7(1)-(2) לפרק א' לדוח התקופתי. יצוין, כי בחודש אפריל 2024 התקיימו התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של התיקון להסכם הייצוא, ובחודש ספטמבר 2024 התקיימו התנאים המתלים לאספקה כאמור בסעיף 7.4.5 (ב)2(א)2) לפרק א' לדוח התקופתי. לפרטים נוספים ראו סעיף 5 לדוח המידי מיום 19.9.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-604535).

⁶ כי התקשרותם של שותפי תמר במערכת ההסכמים האמורה, היוותה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט שדרוג מערכת ההולכה מחוץ לישראל. לפרטים ראו דוח מידי של החברה מיום 19.9.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-604535).

⁷ יצוין, כי כתוצאה מסקר הנדסי טכני למערכת ההולכה שהושלם בחודש נובמבר 2024 עודכנה תקרת תקציב הפרויקט מכ-343 מיליון דולר לכ-353 מיליון דולר (100% מהפרויקט).

⁸ חלף המחצית הראשונה של שנת 2026, כפי שהונח במסגרת הדוח המידי בדבר עתודות ונתוני תזרים מהוון ליום 31.12.2023 שפורסם ביום 25.2.2024 (מס' אסמכתא 2024-01-018951) (להלן: "דוח העתודות והתזרים הקודם").

⁹ בהקשר זה יצוין, כי עד למועד הדוח אישרו שותפי תמר תקציבים להבטחת הזמנות ראשוניות לשם שימור מועדי אספקה בקשר עם פרויקט ניצנה בסך כולל של עד כ-25.6 מיליון דולר (100%). עוד יצוין, כי שיעור השתתפות שותפי תמר בפרויקט ניצנה, אשר הונח בתזרים המהוון, הינו בהתאם להקצאתם בפרויקט, כפי שנקבעה על ידי רשות הגז הטבעי בחודש ינואר 2025. מובהר בזאת, כי שיעור ההשתתפות בפרויקט של שותפי תמר אינו סופי, והוא ייגזר ממספר היצואנים שישתתפו במימון הפרויקט וכפוף לחתימה על הסכם הולכה עם נתג"ז. ככל שחלקם של שותפי תמר בפרויקט יגדל ל-50%, תהא לכך השפעה זניחה על סך התזרים המהוון.

¹⁰ חלף המחצית הראשונה של שנת 2027, כפי שהונח במסגרת דוח העתודות והתזרים הקודם.

¹¹ חלף המחצית הראשונה של שנת 2025, כפי שהונח במסגרת דוח העתודות והתזרים הקודם.

במערכות ההולכה לייצוא ובעלויותיהן, מהווה "מידע צופה פני עתיד", כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "מידע צופה פני עתיד"), המתבסס, בין היתר, על הערכות החברה ותוכניות העבודה שלה נכון למועד זה, על הערכות ואומדני המפעילה ותוכניותיה נכון למועד זה, בנוגע לזמינות ציוד ושירותים, עלויות ולוחות זמנים, חתימה על הסכמים עם צדדים שלישיים לרבות בקשר עם ייצוא הגז והולכתו, קבלת אישורים רגולטוריים, והנחות לגבי ההקצאה של ייצואנים אחרים במערכות ההולכה לייצוא. 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 חידוש מלחמת "חרבות ברזל" ו/או הרחבת היקפה¹², אי קבלת אישורים רגולטוריים בידי שותפי תמר, אי התקשרות בהסכמים בין שותפי תמר ו/או המפעילה לצדדים שלישיים, אי התקיימות התנאים המתלים הקבועים בתיקון להסכם הייצוא, שינויים בתוכניות המפעילה, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, הקצאה שונה במערכות ההולכה לייצוא, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפרויקטים מהסוגים האמורים לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.23 לפרק א' לדוח התקופתי, אשר המידע האמור בו מובא על דרך ההפניה. התקיימות הגורמים האמורים לעיל, כולם או חלקם, עלולים לגרום לכך שלא ייחתם הסכם הולכה עם נתג"ז ו/או לא יושלמו במועדן כל עבודות פרויקט ההרחבה לרבות שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, או שייחתם הסכם הולכה אשר הינו שונה מהותית מהמונח בדוח זה או שלא יחתמו או שלא יחתמו במועדים המוערכים, הסכמים הדרושים לשם מכירת הכמויות הנוספות ו/או לשם הולכת הכמויות הנוספות, ולכך שנתוני הכמויות יהיו שונים.

2. נתוני עתודות

על פי דוח שקיבלה החברה מ-Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן: "NSAI" או "המעריך"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2024 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגר תמר ומאגר תמר SW⁴³), הינן כמפורט להלן¹⁴:

¹² לפרטים בדבר הערכות החברה בקשר עם השלכות המלחמה ראו סעיף 6.8.1 לפרק א' לדוח התקופתי, וביאור ג' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2024 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2024, כפי שפורסם ביום 23.11.2024 (מס' אסמכתא: 2023-01-127170) (להלן: "דוח רבעון שלישי לשנת 2024"). לפרטים אודות החלטות הממשלה בדבר "הכרזה על שעת חירום במשק הגז הטבעי" ראו סעיף 16.5 (ד) לפרק א' לדוח התקופתי. בהקשר זה יצוין, כי ביום 12.1.2025 קיבלה הממשלה החלטה נוספת בנושא, המאריכה את האישור שניתן לשר האנרגיה והתשתיות להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, עד ליום 30.3.2025.

¹³ העתודות המצוינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות עתודות המצויות בשטח רישיון 353/ערך" שפקע. לפרטים ראו סעיף 7.2.7 לפרק א' לדוח התקופתי.

¹⁴ יצוין כי דוח העתודות של NSAI הביא בחשבון, בין היתר, את השלמת פרויקט ההרחבה. הנתונים המובאים בטבלה להלן ביחס לעתודות הגז הטבעי והקונדנסט, עוגלו עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית. הסכומים בטבלאות המובאות בדוח זה עשויים שלא להסתכם עקב עיגול מספרים.

קטגוריית עתודות	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ (100%) הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ השיעור המשיך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (Net) ¹⁵ בקונדנסט Million Barrels
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	6,796.7	8.8	533.2	0.7	7,329.8	9.5	1,007	1.3
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,409.4	3.1	197.2	0.3	2,606.7	3.4	358.1	0.5
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	9,206.1	12	730.4	0.9	9,936.5	12.9	1,365.1	1.8
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,969.8	2.6	201.9	0.3	2,171.7	2.8	298.4	0.4
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	11,175.9	14.5	932.3	1.2	12,108.2	15.7	1,663.5	2.2

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).

¹⁵ בדוח העתודות לא צוין חלק החברה (Net) אלא חלק החברה (Gross). חלק החברה (Net) בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שלישיים. התמלוגים האמורים נלקחו לפי שיעור המלא (קרי: למדינה - 12.5% מסך הכנסות החברה; לצדדים שלישיים - 9.92% מהכנסות החברה בגין הזכויות שרכשה החברה מניו-מד אנרג'י – שותפות מוגבלת (להלן: "ניו-מד אנרג'י")) (היינו: בגין 9.25% מתוך 100% מהזכויות). יצוין, כי התמלוגים האמורים יחושבו בפועל לפי שווי שוק בפי הבאר ועל כן בפועל הם עשויים להיות נמוכים מהשיעורים האמורים. לפרטים נוספים ראו סעיף 3.1 (ז) בדוח זה להלן. לפרטים בדבר כמויות עתודות במונחי BCM (100% בנכס הנפט) (Gross) ראו טבלאות נתוני התזרים המהוון בסעיף 3.3 להלן.

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 והסתייגויות 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. 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 לתוכניות 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.

3. התזרים המהוון .3

3.1 הנחות התזרים המהוון

התזרים המהוון שלהלן כולל את השלמת פרויקט ההרחבה כמפורט לעיל, ומבוסס 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 החברה מפרויקט תמר מבוססות על: (1) כושר ההפקה הנוכחי של פרויקט תמר וכן כושר ההפקה החזוי בהתחשב, בין היתר, בביצוע פרויקט ההרחבה בהתאם למועדים הצפויים כאמור 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 שהחברה הינה צד להם, לרבות הסכם הייצוא למצרים, כפי שתוקן בחודש פברואר 2024, 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"מ¹⁶ (להלן: "חברת החשמל"), בהתחשב, בין היתר, בתחזית הביקושים לגז

¹⁶ לפרטים בדבר הסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 7.4.4 (ג) לפרק א' לדוח התקופתי.

טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור החברה על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group) (להלן: "תחזית BDO" ו-"BDO", בהתאמה)¹⁷; (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 בעיקר מחזקות לווייתן¹⁸, כריש ותנין; (4) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת החברה תימכרנה בשווקים האזוריים וזאת בהתבסס, בין היתר, על הגדלת כמויות הייצוא למצרים וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה¹⁹; ו-(5) צפי להשלמת שדרוג מערכות ההולכה לייצוא כאמור לעיל.

(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), וכן על הנחות החברה לגבי מחירים ובסיסי הצמדה שייקבעו בהסכמים עתידיים²⁰ (בהתבסס, בין היתר, על כמויות מכירה מוערכות בשוק המקומי ולייצוא (המושפעות כאמור לעיל מביקושים חזויים והיצע צפוי), ועל סביבת המחירים ובסיסי ההצמדה המוערכים בשוק באותו מועד).

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה למחיר הברנט, לתעריף ייצור החשמל²¹ ולמדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)²².

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

(1) מחיר הברנט – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של שבעת הגופים הבאים²³: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, וחמש חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: S&P Global, Wood Mackenzie, Sproule, GLJ ו-McDaniel. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר (נומינלי) של כ-76 דולר לחבית ברנט בשנים 2025 ו-2026, עולה בהדרגתיות לכ-86 דולר לחבית בשנת 2030 ולכ-101 דולר בשנת 2039, מחיר שנשאר קבוע עד לתום תקופת התזרים.

¹⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל בשנים הקרובות עליה התבססה החברה הינה כדלקמן (BCM): 2025 – כ-14.7; 2026 – כ-16.3; 2027 – כ-17.1; 2028 ו-2029 – כ-17.9. 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, במישור או בעקיפין, לגידול הביקוש לחשמל ולגז טבעי. בנוסף, להתפתחויות בלתי צפויות במלחמת "חרבות ברזל" עשויה להיות השפעה על הביקוש לחשמל בישראל וברשות הפלסטינית, וכן על קצב מימוש פרויקטים להקמת כושר ייצור בתחום החשמל בישראל, לרבות קצב ההסבה מפחם לגז של תחנות הכוח של חברת החשמל באשקלון ובחדרה.

¹⁸ בהנחה כי שלב 1 של פיתוח מאגר לווייתן להגדלת יכולת ההפקה לכ-2.1 BCF ליום ימומש.
¹⁹ הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החוזית בהסכמי הייצוא הקיימים (לרבות התיקון להסכם הייצוא), תמכרנה כמויות גז נוספות בשיעורים דומים ליחס שבין הכמויות בהסכמים הקיימים בשוק המקומי לכמויות הסכמי הייצוא (לרבות התיקון להסכם הייצוא), תחת מגבלת כמויות הייצוא של מאגר תמר.

²⁰ הונחה הצמדה לתעריף ולברנט.

²¹ תעריף ייצור החשמל הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

²² כלל ההצמדות בתזרים, הן לגבי ההכנסות והן לגבי ההוצאות, הינן עד לשנת 2039.

²³ למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי שבעת הגופים האמורים הינה לרוב כדלקמן: הבנק העולמי – פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי – כל חודש; S&P Global – כל חודש; Wood Mackenzie – כל חצי שנה; Sproule – כל חודש; GLJ – כל חודש; McDaniel – כל חודש.

(2) 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.

(3) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול של כ-2.5% בשנת 2025 וכ-2.1% לשנה החל משנת 2026.

(4) תעריף עומס וזמן (להלן: "תעו"ז") – תחזית המשקפת את עלות החשמל המסופק לצרכני התעו"ז של חברת החשמל, על בסיס מתודולוגיית התעריפים של רשות החשמל. תעריף התעו"ז משקלל את כלל עלויות החשמל, כולל עלויות ייצור, הולכה, חלוקה, תעריף מערכתי ותעריף אספקה. תעריפים אלה מושפעים, בין היתר, מתחזית תעריף הייצור, וכן מתוכניות פיתוח הרשת, מעלויות ההון והתפעול המוכרות לחברת החשמל, משער החליפין של ש"ח לדולר והאינפלציה, ומעלויות כלל-מערכתיות, הכוללות, בין היתר עלות שילוב אנרגיות מתחדשות, עלות שירותי גיבוי, עלויות אדמיניסטרטיביות וכד'.

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 החשמל²⁴ ובהסכם הייצוא למצרים²⁵.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי הברנט, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה ופערי שוק²⁶.

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי החברה בהתבסס, בין היתר, על מידע שסופק מהמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, עלויות ההולכה המוערכות בגין הייצוא למצרים²⁷ וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, המיוחסות לעלויות ההפעלה של פרויקט תמר. עלויות התפעול בתזרים מתואמות לשינויי אינפלציה בארה"ב לפי שיעורים שסופקו לחברה על-ידי BDO עד לתום שנת 2039, ולאחר מכן נשארות קבועות. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי החברה הן סבירות, בהתבסס, בין היתר על הידע שיש לה מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות הן הוצאות שאושרו על-ידי שותפי תמר, והן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו, אשר יש צפי כי יוצאו למטרת שימור והגדלת כושר ההפקה, ובכלל זאת, בין היתר, קדיחת, פיתוח וחיבור בארות חדשות, הנחת תשתית נוספת, לרבות צינור ההולכה השלישי משדה תמר לפלטפורמה וציוד הפקה נוסף, שדרוג המדחסים, הוצאות לעבודות הנדסיות, ועלויות עקיפות המשולמות למפעילה, וכן למטרת הולכת גז טבעי לייצוא לרבות שדרוג מערכות ההולכה לייצוא. ההוצאות

²⁴ בתזרים המהוון הונחו התאמות מחיר בהתאם למנגנונים הקבועים בהסכם עם חברת החשמל. לפרטים בדבר הסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 7.4.4(ג) לפרק א' לדוח התקופתי. נכון למועד הדוח, הצדדים מנהלים מו"מ בנוגע להתאמת המחיר ביחס לכמות המיינימלית לחיוב הקבועה בהסכם, וטרם הגיעו להסכמות.

²⁵ בתזרים המהוון לא הונח כי תבוצענה התאמות מחיר בהסכם הייצוא למצרים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.5(ב) לפרק א' לדוח התקופתי.

²⁶ לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.6 לפרק א' לדוח התקופתי.

²⁷ עלויות אלה כוללות דמי הולכה ועלויות שוטפות בקשר עם השימוש במערכות ההולכה לייצוא. בתזרים המהוון הונחה הפחתת עלות דמי ההולכה בהתאם לכמויות צריכה חזויות לפי המנגנון הקבוע במערכת ההסכמים, שנחתמה בקשר עם שדרוג מערכת ההולכה מחוץ לישראל.

ההונויות האמורות בתזרים אינן מתואמות לשינויי אינפלציה. בהתבסס, בין היתר, על ניסיון העבר, נלקחו בתחזית גם הוצאות הונויות בגין השקעות נוספות בלתי צפויות החל משנת 2027, המתואמות לשינויי האינפלציה עד למועד הוצאתן או עד לתום שנת 2039. NSAI אישרה כי ההוצאות ההונויות שסופקו על-ידי החברה הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכניות הפיתוח בפרויקט תמר ועל הידע שיש לה מפרויקטים דומים.

(ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי החברה בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על הרגולציה הקיימת בנושא ועל מומחים חיצוניים באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את ערך השייר (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.²⁸

(ו) חישובי המס לצורך התזרים נעשו על-פי הוראות הדין החל על החברה לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של החברה לסוגיות מס, בהתבסס, בין היתר, על יועציה המשפטיים²⁹. נלקחו בחשבון מס חברות בשיעור של 23%, וכן השלכות המס בקשר עם רכישות הזכויות מניו-מד אנרג'י ומשברון בהתאם להחלטות המיסוי, שהתקבלו מרשות המיסים בקשר עם רכישות הזכויות כאמור. החל משנת 2024 ונכון למועד הדוח, החברה נישומה לצרכי מס על בסיס מדידה דולרית (לפרטים נוספים ראו ביאור ציא' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2024 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2024). אין כל בטחון כי פרשנות החברה לסוגיות המס תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או לזו שיקבע בית המשפט. יצוין כי התזרים המהוון אינו מביא בחשבון נכס מס נדחה (נומינלי) של החברה בגין הפסדים מועברים אשר נכון ליום 31.12.2024 הינו בסך של כ-33.5 מיליון דולר³⁰.

(ז) בחישוב התזרים המהוון הונח, כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה יעמוד על 11.06% מכלל הכנסות החברה, ובהתאם השיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים שלישיים הוא 8.97% מהכנסות החברה בגין הזכויות שרכשה החברה מניו-מד אנרג'י (קרי בגין 9.25% (מתוך 100%) מהזכויות).³¹

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט (להלן: "ההיטל"), אשר חל על החברה בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"). יצוין, כי נכון למועד הדוח, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של מיזם תמר מול רשות המיסים, במסגרת הליכי שומה³² וערעור הקבועים בחוק. יש להדגיש, כי חישובי ההיטל לצורך התזרים נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של החברה, בהתבסס, בין היתר, על יועציה המשפטיים. 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 לזו שיקבע בית המשפט. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל על-ידי בית המשפט.

²⁸ יצוין, כי ביום 2.5.2023 פורסמה על ידי משרד האנרגיה טיוטת מסמך מדיניות בנושא הוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי בים. לפרטים נוספים ראו ביאור 10ט' לדוחות הכספיים ליום 31.12.2023 הכלולים בדוח התקופתי.

²⁹ יצוין, כי בתזרים המהוון עודכנו עיתוי ושיעור הפחתת ההשקעות העיקריות בפרויקט תמר לצרכי מס.

³⁰ נתונים כספיים לא מבוקרים.

³¹ שיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2025. יובהר, כי שיעור התמלוג המדויק לכל שנה ושנה יקבע לאחר גמר ביקורת סופית של משרד האנרגיה. על כן, שיעור התמלוג האמור לעיל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.16.6 (ב) ו-7.18 לפרק א' לדוח התקופתי.

³² יצוין, כי בחודש ינואר 2025 התקבלו שומות לפי מיטב השפיטה לגבי השנים 2021-2022, המבוססות בעיקרן על המחלוקות האמורות לעיל.

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. 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 השנתי במחלוקת למועד החלטת פקיד השומה בהשגה שהוגשה לו על שומה לפי מיטב השפיטה. לפרטים נוספים ראו ביאור 3' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2024 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2024.

(ט) הוצאות תפעול והשקעות אשר שולמו ואשר צפויות להיות משולמות על ידי החברה החל מיום 1.1.2025 נלקחו בחשבון לפי המועד הצפוי לתשלומן.

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

3.2. העדכונים העיקריים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון ליום 31.12.2023

העדכון העיקרי בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון בדוח העתודות והתזרים הקודם, הינו עדכון (ירידה) במחירי הברנט החזויים כמפורט בסעיף 3.1(ב)1 לעיל. כמו כן, יצוין כי חלה דחייה בעיתוי הגידול במכירות, בעיקר בשל דחיית המועדים הצפויים להשלמת פרויקט ההרחבה כמפורט בסעיף 1 לעיל.

3.3. נתוני התזרים המהוון

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2024 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק החברה, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
69,258	70,747	72,337	74,040	75,868	5,617	60,826	142,311	-	62,613	39,343	-	46,217	290,484	9.91	455	31.12.2025
91,387	97,412	104,128	111,654	120,132	8,067	111,031	239,230	-	30,610	44,094	-	59,399	373,334	12.42	570	31.12.2026
83,859	93,273	104,237	117,092	132,282	9,563	124,781	266,626	-	37,415	49,407	-	66,876	420,324	13.21	606	31.12.2027
70,165	81,435	95,143	111,967	132,817	18,114	132,773	283,704	-	47,681	51,193	-	72,387	454,965	13.97	641	31.12.2028
74,275	89,954	109,873	135,459	168,717	28,337	173,348	370,402	-	1,334	51,648	-	80,108	503,492	15.10	693	31.12.2029
62,467	78,942	100,806	130,198	170,273	28,679	175,018	373,971	-	900	53,485	-	81,049	509,405	15.10	693	31.12.2030
56,932	75,076	100,227	135,614	186,224	33,422	193,223	412,869	-	919	54,837	-	88,668	557,294	15.10	693	31.12.2031
43,458	59,799	83,461	118,306	170,580	28,870	175,456	374,905	-	49,266	56,187	-	90,888	571,246	15.10	693	31.12.2032
40,884	58,703	85,655	127,199	192,572	36,035	201,105	429,711	-	958	57,922	-	92,446	581,038	15.10	693	31.12.2033
34,166	51,191	78,089	121,485	193,118	36,952	202,392	432,462	-	978	62,765	-	93,887	590,092	15.10	693	31.12.2034
25,806	40,345	64,342	104,865	175,032	34,815	184,602	394,449	-	41,106	62,469	-	94,231	592,255	15.10	693	31.12.2035
21,088	34,403	57,360	97,937	171,643	37,039	183,577	392,258	-	1,020	58,745	-	85,527	537,550	13.54	622	31.12.2036
12,298	20,935	36,491	65,271	120,113	25,887	128,436	274,435	-	1,041	47,568	-	61,123	384,167	9.51	437	31.12.2037
8,018	14,243	25,955	48,637	93,976	20,133	100,382	214,491	-	1,063	43,420	-	49,000	307,975	7.55	347	31.12.2038
5,110	9,471	18,044	35,423	71,868	15,151	76,551	163,570	-	1,085	42,967	-	39,284	246,906	5.99	275	31.12.2039
3,187	6,164	12,277	25,249	53,788	11,014	57,006	121,809	-	1,085	41,905	-	31,182	195,981	4.76	218	31.12.2040
1,963	3,963	8,252	17,778	39,766	7,798	41,842	89,407	-	1,085	40,314	-	24,750	155,556	3.78	173	31.12.2041
737	1,553	3,381	7,632	17,924	6,248	21,263	45,435	17,602	1,085	39,703	-	19,645	123,469	3.00	138	31.12.2042
307	674	1,534	3,627	8,944	4,092	11,468	24,505	17,602	1,085	39,218	-	15,593	98,003	2.38	109	31.12.2043
34	79	187	464	1,202	2,052	2,862	6,116	17,602	1,085	38,792	-	12,033	75,627	1.84	84	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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
705,399	888,362	1,161,780	1,589,899	2,296,838	397,884	2,357,943	5,052,665	52,806	283,418	975,982	-	1,204,291	7,569,163	207.55	9,529	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח³³	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
4,948	5,504	6,150	6,909	7,805	2,331	8,917	19,054	-	-	1,278	-	3,847	24,179	0.76	35	31.12.2027
11,751	13,638	15,934	18,752	22,244	6,527	25,310	54,080	-	(40,107)	1,361	-	2,901	18,236	0.56	26	31.12.2028
(4)	(5)	(6)	(7)	(9)	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(4,549)	(5,748)	(7,340)	(9,481)	(12,399)	(3,604)	(14,078)	(30,081)	-	30,081	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(1,263)	(1,666)	(2,224)	(3,009)	(4,132)	(1,202)	(4,693)	(10,027)	-	10,027	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
5,071	6,978	9,740	13,806	19,906	5,804	22,617	48,327	-	(48,327)	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(2)	(3)	(5)	(7)	(11)	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(442)	(662)	(1,011)	(1,572)	(2,499)	(715)	(2,827)	(6,041)	-	6,041	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
1,334	2,085	3,325	5,419	9,045	2,651	10,289	21,985	-	(21,985)	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
1,571	2,563	4,273	7,296	12,787	3,890	14,670	31,347	-	16,068	4,617	-	9,845	61,877	1.56	72	31.12.2036
5,216	8,880	15,478	27,685	50,946	15,385	58,352	124,683	-	48,203	16,803	-	35,891	225,580	5.59	256	31.12.2037
8,280	14,707	26,801	50,223	97,042	29,012	110,889	236,943	-	-	21,930	-	48,981	307,854	7.55	347	31.12.2038
8,504	15,763	30,030	58,953	119,605	35,761	136,675	292,041	-	-	23,384	-	59,681	375,106	9.11	418	31.12.2039
6,133	11,863	23,627	48,591	103,513	30,987	118,319	252,819	-	-	16,660	-	50,988	320,467	7.78	357	31.12.2040
4,404	8,889	18,509	39,878	89,198	26,768	102,015	217,981	-	-	11,786	-	43,474	273,241	6.63	305	31.12.2041
3,605	7,592	16,528	37,305	87,616	22,044	96,467	206,127	(17,602)	-	7,030	-	37,001	232,555	5.65	259	31.12.2042
2,620	5,758	13,105	30,989	76,420	18,807	83,771	178,998	(17,602)	-	4,764	-	31,439	197,600	4.80	220	31.12.2043
1,911	4,383	10,427	25,831	66,885	16,237	73,122	156,245	(17,602)	-	4,144	-	27,017	169,804	4.12	189	31.12.2044
1,252	2,995	7,450	19,334	52,566	15,637	59,998	128,200	-	1,085	42,068	-	32,422	203,775	4.95	227	31.12.2045
813	2,030	5,279	14,351	40,970	12,143	46,724	99,837	-	1,085	41,346	-	26,919	169,188	4.11	189	31.12.2046

³³ מאחר שרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההונית הנדרשות להפקת העתודות הצפויות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההונית הנדרשות להפקת העתודות הצפויות (90%) למועד ביצוע ההשקעות ההונית הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההונית הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות (1P) + עתודות צפויות).

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח³³	עלויות הפעלה	שיתקבלו תמלוגים	שישולמו תמלוגים	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
523	1,364	3,708	10,560	31,654	9,315	36,040	77,009	-	1,085	40,027	-	22,350	140,471	3.41	157	31.12.2047
181	492	1,399	4,173	13,134	8,047	18,633	39,814	17,602	1,085	39,573	-	18,557	116,631	2.83	130	31.12.2048
82	232	689	2,153	7,114	6,119	11,641	24,874	17,602	1,085	37,868	-	15,407	96,837	2.35	108	31.12.2049
34	101	314	1,027	3,565	4,767	7,329	15,661	17,602	1,085	37,351	-	13,566	85,266	2.07	95	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
61,973	107,731	202,179	409,159	892,965	266,730	1,020,182	2,179,877	0	6,513	351,991	-	480,285	3,018,666	73.81	3,389	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
69,258	70,747	72,337	74,040	75,868	5,617	60,826	142,311	-	62,613	39,343	-	46,217	290,484	9.91	455	31.12.2025
91,387	97,412	104,128	111,654	120,132	8,067	111,031	239,230	-	30,610	44,094	-	59,399	373,334	12.42	570	31.12.2026
88,807	98,777	110,387	124,001	140,088	11,894	133,698	285,680	-	37,415	50,685	-	70,723	444,503	13.97	641	31.12.2027
81,916	95,073	111,078	130,719	155,060	24,641	158,083	337,784	-	7,574	52,554	-	75,289	473,201	14.53	667	31.12.2028
74,271	89,949	109,867	135,452	168,708	28,346	173,348	370,402	-	1,334	51,648	-	80,108	503,492	15.10	693	31.12.2029
57,918	73,194	93,466	120,718	157,875	25,075	160,941	343,890	-	30,981	53,485	-	81,049	509,405	15.10	693	31.12.2030
55,669	73,410	98,003	132,605	182,092	32,220	188,530	402,842	-	10,946	54,837	-	88,668	557,294	15.10	693	31.12.2031
48,529	66,777	93,200	132,112	190,486	34,674	198,073	423,232	-	939	56,187	-	90,888	571,246	15.10	693	31.12.2032
40,882	58,700	85,650	127,192	192,561	36,046	201,105	429,711	-	958	57,922	-	92,446	581,038	15.10	693	31.12.2033
33,724	50,528	77,079	119,913	190,618	36,238	199,565	426,421	-	7,019	62,765	-	93,887	590,092	15.10	693	31.12.2034
27,139	42,430	67,667	110,284	184,077	37,466	194,891	416,434	-	19,122	62,469	-	94,231	592,255	15.10	693	31.12.2035
22,659	36,966	61,633	105,233	184,430	40,929	198,247	423,605	-	17,088	63,362	-	95,372	599,427	15.10	693	31.12.2036
17,514	29,814	51,968	92,957	171,059	41,272	186,787	399,118	-	49,245	64,370	-	97,014	609,747	15.10	693	31.12.2037
16,298	28,950	52,756	98,860	191,018	49,145	211,271	451,434	-	1,063	65,351	-	97,981	615,829	15.10	693	31.12.2038
13,614	25,234	48,074	94,376	191,472	50,912	213,226	455,610	-	1,085	66,351	-	98,965	622,012	15.10	693	31.12.2039
9,320	18,027	35,904	73,841	157,301	42,001	175,326	374,628	-	1,085	58,565	-	82,169	516,447	12.54	576	31.12.2040
6,368	12,852	26,760	57,656	128,964	34,566	143,858	307,388	-	1,085	52,100	-	68,224	428,797	10.41	478	31.12.2041
4,343	9,145	19,909	44,937	105,539	28,291	117,731	251,561	-	1,085	46,732	-	56,645	356,024	8.64	397	31.12.2042
2,927	6,432	14,639	34,616	85,364	22,899	95,239	203,503	-	1,085	43,982	-	47,032	295,603	7.18	329	31.12.2043
1,945	4,461	10,615	26,295	68,087	18,289	75,985	162,360	-	1,085	42,936	-	39,049	245,431	5.96	274	31.12.2044
1,252	2,995	7,450	19,334	52,566	15,637	59,998	128,200	-	1,085	42,068	-	32,422	203,775	4.95	227	31.12.2045
813	2,030	5,279	14,351	40,970	12,143	46,724	99,837	-	1,085	41,346	-	26,919	169,188	4.11	189	31.12.2046
523	1,364	3,708	10,560	31,654	9,315	36,040	77,009	-	1,085	40,027	-	22,350	140,471	3.41	157	31.12.2047
181	492	1,399	4,173	13,134	8,047	18,633	39,814	17,602	1,085	39,573	-	18,557	116,631	2.83	130	31.12.2048
82	232	689	2,153	7,114	6,119	11,641	24,874	17,602	1,085	37,868	-	15,407	96,837	2.35	108	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
34	101	314	1,027	3,565	4,767	7,329	15,661	17,602	1,085	37,351	-	13,566	85,266	2.07	95	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
767,372	996,092	1,363,958	1,999,058	3,189,802	664,614	3,378,126	7,232,542	52,806	289,931	1,327,973	-	1,684,576	10,587,828	281.37	12,917	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	שיתקבלו תמלוגים	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
4,545	5,744	7,335	9,474	12,390	3,613	14,078	30,081	-	(30,081)	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
1,261	1,662	2,219	3,003	4,123	1,211	4,693	10,027	-	(10,027)	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(2)	(3)	(4)	(6)	(9)	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(2)	(3)	(4)	(6)	(9)	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(2,484)	(3,722)	(5,677)	(8,833)	(14,041)	(4,083)	(15,943)	(34,067)	-	34,067	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
1,100	1,720	2,744	4,471	7,463	2,178	8,481	18,123	-	(18,123)	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
812	1,325	2,210	3,773	6,613	1,935	7,520	16,068	-	(16,068)	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
1,015	1,728	3,011	5,386	9,912	2,903	11,273	24,088	-	(24,040)	(48)	-	-	-	-	-	31.12.2037
(352)	(625)	(1,139)	(2,135)	(4,125)	(1,184)	(4,670)	(9,979)	-	10,027	(48)	-	-	-	-	-	31.12.2038
(880)	(1,632)	(3,109)	(6,103)	(12,382)	(3,595)	(14,055)	(30,032)	-	30,081	(48)	-	-	-	-	-	31.12.2039
1,966	3,803	7,575	15,579	33,188	9,920	37,922	81,031	-	-	7,738	-	16,796	105,565	2.56	118	31.12.2040
2,500	5,045	10,505	22,633	50,626	15,120	57,837	123,583	-	-	11,829	-	25,621	161,033	3.91	179	31.12.2041
1,865	3,927	8,550	19,298	45,323	13,537	51,779	110,640	-	-	10,584	-	22,937	144,161	3.50	161	31.12.2042
1,587	3,488	7,937	18,769	46,285	13,850	52,901	113,035	-	6,041	9,525	-	24,333	152,934	3.71	170	31.12.2043
1,300	2,982	7,095	17,576	45,510	13,666	52,057	111,233	-	18,123	2,484	-	24,945	156,785	3.81	175	31.12.2044
1,332	3,188	7,929	20,577	55,946	16,757	63,957	136,660	-	-	(4,716)	-	24,965	156,908	3.81	175	31.12.2045
1,086	2,711	7,050	19,166	54,714	16,416	62,573	133,703	-	-	(3,995)	-	24,542	154,250	3.74	172	31.12.2046
869	2,263	6,152	17,523	52,527	15,806	60,112	128,445	-	-	(2,675)	-	23,797	149,566	3.63	167	31.12.2047
837	2,275	6,466	19,294	60,724	13,996	65,732	140,452	(17,602)	-	(2,221)	-	22,824	143,453	3.48	160	31.12.2048
660	1,873	5,565	17,397	57,493	13,160	62,154	132,807	(17,602)	-	(517)	-	21,700	136,388	3.31	152	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 100% (BCM) מנכס הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
505	1,494	4,642	15,201	52,746	12,035	56,988	121,769	(17,602)	-	-	-	19,709	123,876	3.01	138	31.12.2050
390	1,204	3,911	13,416	48,882	14,568	55,817	119,268	-	1,085	37,351	-	29,839	187,544	4.55	209	31.12.2051
281	904	3,071	11,038	42,227	12,559	48,195	102,980	-	1,085	37,351	-	26,757	168,174	4.08	187	31.12.2052
201	676	2,398	9,029	36,269	10,747	41,360	88,375	-	1,085	37,351	-	23,994	150,806	3.66	168	31.12.2053
143	501	1,860	7,336	30,941	9,109	35,232	75,281	-	1,085	37,351	-	21,517	135,235	3.28	151	31.12.2054
60	220	855	3,532	15,642	8,796	21,498	45,936	17,602	1,085	37,351	-	19,295	121,270	2.94	135	31.12.2055
37	140	568	2,458	11,428	7,407	16,570	35,405	17,602	1,085	37,351	-	17,302	108,746	2.64	121	31.12.2056
1	6	25	113	554	3,867	3,889	8,311	17,602	1,085	37,351	-	12,176	76,525	1.86	85	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
20,632	42,895	99,738	258,960	750,962	224,313	857,949	1,833,224	0	7,598	289,352	-	403,048	2,533,222	61.50	2,823	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
69,258	70,747	72,337	74,040	75,868	5,617	60,826	142,311	-	62,613	39,343	-	46,217	290,484	9.91	455	31.12.2025
91,387	97,412	104,128	111,654	120,132	8,067	111,031	239,230	-	30,610	44,094	-	59,399	373,334	12.42	570	31.12.2026
88,807	98,777	110,387	124,001	140,088	11,894	133,698	285,680	-	37,415	50,685	-	70,723	444,503	13.97	641	31.12.2027
81,916	95,073	111,078	130,719	155,060	24,641	158,083	337,784	-	7,574	52,554	-	75,289	473,201	14.53	667	31.12.2028
74,271	89,949	109,867	135,452	168,708	28,346	173,348	370,402	-	1,334	51,648	-	80,108	503,492	15.10	693	31.12.2029
62,464	78,938	100,801	130,192	170,264	28,688	175,018	373,971	-	900	53,485	-	81,049	509,405	15.10	693	31.12.2030
56,929	75,072	100,222	135,608	186,215	33,431	193,223	412,869	-	919	54,837	-	88,668	557,294	15.10	693	31.12.2031
48,527	66,774	93,196	132,106	190,477	34,683	198,073	423,232	-	939	56,187	-	90,888	571,246	15.10	693	31.12.2032
40,880	58,697	85,646	127,186	192,552	36,055	201,105	429,711	-	958	57,922	-	92,446	581,038	15.10	693	31.12.2033
31,240	46,807	71,401	111,081	176,578	32,155	183,622	392,355	-	41,086	62,765	-	93,887	590,092	15.10	693	31.12.2034
28,240	44,150	70,410	114,755	191,540	39,644	203,372	434,556	-	999	62,469	-	94,231	592,255	15.10	693	31.12.2035
23,472	38,292	63,843	109,007	191,042	42,864	205,767	439,673	-	1,020	63,362	-	95,372	599,427	15.10	693	31.12.2036
18,529	31,542	54,980	98,343	180,971	44,175	198,061	423,206	-	25,205	64,322	-	97,014	609,747	15.10	693	31.12.2037
15,946	28,325	51,617	96,725	186,893	47,961	206,601	441,456	-	11,090	65,302	-	97,981	615,829	15.10	693	31.12.2038
12,733	23,602	44,965	88,273	179,090	47,317	199,170	425,578	-	31,166	66,303	-	98,965	622,012	15.10	693	31.12.2039
11,287	21,830	43,479	89,420	190,489	51,922	213,248	455,659	-	1,085	66,303	-	98,965	622,012	15.10	693	31.12.2040
8,867	17,896	37,265	80,289	179,590	49,687	201,694	430,971	-	1,085	63,929	-	93,845	589,831	14.32	657	31.12.2041
6,207	13,073	28,458	64,235	150,863	41,828	169,510	362,201	-	1,085	57,317	-	79,582	500,186	12.14	557	31.12.2042
4,514	9,920	22,576	53,385	131,649	36,749	148,140	316,538	-	7,126	53,507	-	71,364	448,536	10.89	500	31.12.2043
3,246	7,443	17,710	43,871	113,597	31,955	128,042	273,593	-	19,208	45,420	-	63,995	402,217	9.76	448	31.12.2044
2,584	6,183	15,379	39,911	108,512	32,393	123,954	264,860	-	1,085	37,351	-	57,386	360,683	8.76	402	31.12.2045
1,899	4,741	12,328	33,517	95,684	28,559	109,297	233,540	-	1,085	37,351	-	51,461	323,438	7.85	360	31.12.2046
1,392	3,627	9,860	28,084	84,181	25,121	96,152	205,454	-	1,085	37,351	-	46,146	290,037	7.04	323	31.12.2047
1,018	2,767	7,865	23,467	73,858	22,043	84,365	180,267	-	1,085	37,351	-	41,381	260,084	6.31	290	31.12.2048
742	2,105	6,254	19,550	64,607	19,279	73,795	157,681	-	1,085	37,351	-	37,107	233,225	5.66	260	31.12.2049

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
539	1,595	4,955	16,228	56,311	16,801	64,317	137,430	-	1,085	37,351	-	33,276	209,143	5.08	233	31.12.2050
390	1,204	3,911	13,416	48,882	14,568	55,817	119,268	-	1,085	37,351	-	29,839	187,544	4.55	209	31.12.2051
281	904	3,071	11,038	42,227	12,559	48,195	102,980	-	1,085	37,351	-	26,757	168,174	4.08	187	31.12.2052
201	676	2,398	9,029	36,269	10,747	41,360	88,375	-	1,085	37,351	-	23,994	150,806	3.66	168	31.12.2053
143	501	1,860	7,336	30,941	9,109	35,232	75,281	-	1,085	37,351	-	21,517	135,235	3.28	151	31.12.2054
60	220	855	3,532	15,642	8,796	21,498	45,936	17,602	1,085	37,351	-	19,295	121,270	2.94	135	31.12.2055
37	140	568	2,458	11,428	7,407	16,570	35,405	17,602	1,085	37,351	-	17,302	108,746	2.64	121	31.12.2056
1	6	25	113	554	3,867	3,889	8,311	17,602	1,085	37,351	-	12,176	76,525	1.86	85	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
788,004	1,038,987	1,463,696	2,258,018	3,940,764	888,927	4,236,074	9,065,766	52,806	297,529	1,617,325	-	2,087,624	13,121,050	342.86	15,741	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. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות והערכות שונות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים, מחירי מכירה (לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים), קבלת החלטת השקעה סופית על-ידי שותפי תמר להשתתפות במימון פרויקט ניצנה, השלמת פרויקט ההרחבה, לרבות הצינור השלישי, שדרוג המזחחים 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, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מהנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשוקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו; החלטת גורמים רגולטוריים, התקשרות בהסכמים עם צדדים שלישיים, שינויים בתוכניות המפעילה, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.23 לפרק א' לדוח התקופתי.

3.4. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2024 (באלפי דולר) לפרמטרים העיקריים המרכיבים אותו (מחיר הגז וכמות מכירות הגז)³⁴, אשר בוצע על-ידי

החברה

א. ניתוח רגישות למחיר הגז

גידול במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,557,262	1,290,828	986,768	783,543
עתודות צפויות (Probable Reserves)	996,947	223,915	118,828	68,047
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,554,209	1,514,744	1,105,596	851,590
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	838,222	109,906	46,886	22,318
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,392,432	1,624,650	1,152,482	873,908

קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,036,360	1,032,733	789,956	627,253
עתודות צפויות (Probable Reserves)	789,070	180,456	96,640	55,901
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	2,825,431	1,213,188	886,596	683,155
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	663,701	89,569	38,904	18,946
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,489,132	1,302,757	925,500	702,100

³⁴ רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

גידול במחיר הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
822,615	1,035,975	1,355,359	2,687,488	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
71,084	124,376	234,784	1,048,938	עתודות צפויות (Probable Reserves)
893,699	1,160,351	1,590,142	3,736,427	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
23,161	48,882	114,991	881,852	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
916,860	1,209,232	1,705,133	4,618,279	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
588,145	740,680	968,038	1,905,028	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
52,897	91,166	169,766	738,225	עתודות צפויות (Probable Reserves)
641,041	831,846	1,137,804	2,643,253	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,101	36,903	84,463	619,588	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
659,143	868,749	1,222,267	3,262,840	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
861,697	1,085,193	1,419,904	2,817,737	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
74,121	129,924	245,652	1,100,929	עתודות צפויות (Probable Reserves)
935,818	1,215,118	1,665,557	3,918,666	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
24,004	50,877	120,075	925,483	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
959,822	1,265,995	1,785,632	4,844,148	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
548,929	691,308	903,252	1,773,479	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
49,899	85,707	159,110	687,595	עתודות צפויות (Probable Reserves)
598,828	777,015	1,062,362	2,461,074	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,255	34,896	79,326	574,798	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
616,083	811,911	1,141,688	3,035,872	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

ב. ניתוח רגישות למכירות הגז

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
775,377	967,421	1,247,813	2,346,840	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
72,871	124,412	225,559	876,904	עתודות צפויות (Probable Reserves)
848,248	1,091,834	1,473,372	3,223,744	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
27,384	56,954	128,206	808,088	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
875,632	1,148,787	1,601,578	4,031,832	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
627,261	789,965	1,032,744	2,036,381	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
55,902	96,641	180,457	789,078	עתודות צפויות (Probable Reserves)
683,163	886,606	1,213,201	2,825,459	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,946	38,904	89,570	663,706	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
702,108	925,510	1,302,771	3,489,164	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
805,920	999,922	1,279,833	2,348,711	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
81,081	137,479	246,367	925,530	עתודות צפויות (Probable Reserves)
887,001	1,137,402	1,526,200	3,274,240	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
30,555	62,084	134,993	771,648	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
917,556	1,199,486	1,661,192	4,045,888	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
588,155	740,693	968,055	1,905,057	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
52,898	91,168	169,769	738,236	עתודות צפויות (Probable Reserves)
641,053	831,861	1,137,823	2,643,293	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,101	36,904	84,464	619,594	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
659,155	868,765	1,222,288	3,262,887	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
834,484	1,029,854	1,308,880	2,352,111	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
88,532	147,820	259,537	924,316	עתודות צפויות (Probable Reserves)
923,017	1,177,674	1,568,417	3,276,427	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
35,255	70,235	148,381	783,545	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
958,272	1,247,909	1,716,798	4,059,972	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
548,943	691,325	903,274	1,773,517	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
49,900	85,709	159,114	687,610	עתודות צפויות (Probable Reserves)
598,843	777,034	1,062,387	2,461,127	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,255	34,896	79,328	574,806	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
616,098	811,931	1,141,715	3,035,933	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

3.5. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2024 (באלפי דולר) למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (ברנט, מדד

המחירים לצרכן האמריקאי (CPI)³⁵ ותעריף ייצור החשמל), אשר בוצע על-ידי החברה³⁶

א. ניתוח רגישות לתחזית מחיר הברנט

גידול בתחזית מחיר הברנט בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,376,003	1,198,604	915,792	726,764
עתודות צפויות (Probable Reserves)	937,410	211,111	112,168	64,321
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,313,413	1,409,716	1,027,960	791,085
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	790,313	104,324	44,695	21,392
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,103,726	1,514,039	1,072,655	812,477

קיטון בתחזית מחיר הברנט בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,187,538	1,111,154	850,696	676,073
עתודות צפויות (Probable Reserves)	834,063	190,018	101,592	58,665
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,021,601	1,301,172	952,288	734,738
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	701,112	93,929	40,615	19,668
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,722,713	1,395,101	992,903	754,406

³⁵ עלויות התפעול בתזרים מותאמות אף הן ל-CPI.

³⁶ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה-CPI, בנייתו הרגישות שבטבלאות להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

ב. ניתוח רגישות לתחזית ה-CPI

גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
705,057	887,796	1,160,794	2,293,244	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
61,940	107,644	201,943	890,901	עתודות צפויות (Probable Reserves)
766,997	995,440	1,362,737	3,184,145	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
20,620	42,854	99,589	748,554	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
787,616	1,038,294	1,462,326	3,932,699	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
705,738	888,919	1,162,751	2,300,372	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
62,006	107,816	202,410	894,988	עתודות צפויות (Probable Reserves)
767,743	996,735	1,365,160	3,195,361	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
20,644	42,935	99,884	753,322	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
788,387	1,039,670	1,465,044	3,948,683	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

ג. ניתוח רגישות לתחזית תעריף ייצור החשמל

גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
714,239	898,654	1,174,023	2,315,609	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
62,092	107,866	202,332	893,167	עתודות צפויות (Probable Reserves)
776,332	1,006,520	1,376,355	3,208,776	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
20,632	42,895	99,738	750,962	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
796,963	1,049,415	1,476,092	3,959,738	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
698,578	880,185	1,151,761	2,280,549	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
61,868	107,612	202,043	892,785	עתודות צפויות (Probable Reserves)
760,446	987,796	1,353,804	3,173,334	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
20,632	42,895	99,738	750,962	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
781,078	1,030,692	1,453,542	3,924,296	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

3.6. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2024 (באלפי דולר) למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות לחיוב (Take or Pay) ולכמויות אותו התחייבו הלקוחות לצרוד ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "הכמויות המינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה החברה, אשר בוצע על-ידי החברה

גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,308,459	1,195,710	918,062	730,092
עתודות צפויות (Probable Reserves)	951,954	229,338	123,697	71,324
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,260,413	1,425,048	1,041,758	801,415
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	778,589	116,557	51,093	24,501
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,039,002	1,541,605	1,092,851	825,917

קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר לכמויות המינימליות, בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,140,263	1,101,225	847,429	676,383
עתודות צפויות (Probable Reserves)	789,088	180,458	96,641	55,902
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	2,929,350	1,281,683	944,070	732,285
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	663,725	89,575	38,907	18,947
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,593,075	1,371,258	982,977	751,232

4. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוח העתודות והתזרים הקודם ביחס לכמות העתודות המשויכות

לנכס הנפט

ההבדל בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות והתזרים הקודם ביחס לכמות העתודות, הינו הפקה של כ- BCF 359 גז טבעי וכ- 451 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה בשנת 2024.

5. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בשנים 2022-2024:

גז טבעי³⁷

שנת 2024 ³⁸	שנת 2023	שנת 2022	
356,600	³⁹ 322,344	362,001	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
59,731	53,993	60,635	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב-MMCF)
5.11	5.05	4.88	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
0.53	0.54	0.54	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) – המדינה
0.24	0.25	0.24	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) – צדדים שלישיים
0.79	0.68	0.52	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) ⁴⁰
3.55	3.58	3.58	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
3.5	3.2	3.6	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ⁴¹

³⁷ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

³⁸ נתוני ההפקה לשנת 2024 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

³⁹ לפרטים בדבר הפסקת הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות מלחמת "הרבות ברזל" וחיידוש ההפקה ראו דוחות מיידיים מיום 9.10.2023 (מס' אסמכתא 114012-01-2023), מיום 26.10.2023 (מספר אסמכתא 098347-01-2023), ומיום 12.11.2023 (מס' אסמכתא 102607-01-2023), אשר המידע המפורט בהם נכלל בזאת על דרך ההפניה.

⁴⁰ עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי למצרים, הנגזרות באופן ישיר מכמות הגז שיוצאה למצרים, בסך של כ-3.12 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2024, כ-9.4 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2023, וכ-6.6 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2022 (חלק החברה).

⁴¹ שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח.

שנת 2024 ⁴³	שנת 2023	שנת 2022	
455	⁴⁴ 421	467	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (באלפי חביות)
76.1	70.5	78.3	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)
66.5	68	82.5	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
7.0	7.3	9.1	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית) – המדינה
3.1	3.2	4.0	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית) - צדדים שלישיים
4.3	3.7	2.8	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
52.1	53.8	66.6	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
3.5	3.2	3.6	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ⁴⁵

6. חות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות ותזרים של החברה מפרויקט תמר נכון ליום 31.12.2024, שהוכן על ידי NSAI, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

7. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 5 במרץ 2025;
- (2) ציון שם התאגיד: תמר פטרוליום בע"מ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: רוני בר און, יו"ר דירקטוריון;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב-Petroleum Resources Management System (2018),

⁴² הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד ספרה אחת אחרי הנקודה העשרונית.

⁴³ נתוני ההפקה לשנת 2024 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

⁴⁴ ראו הערת שוליים מס' 39 לעיל.

⁴⁵ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;

(8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי החברה;

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

רוני בר און, יו"ר דירקטוריון

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

25.00%	Chevron Mediterranean Limited
28.75%	ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת
16.75%	תמר פטרוליום בע"מ
11.00%	Mubadala Energy (Tamar) RSC LTD
11.00%	Tamar Investment 2 Limited
4.00%	דור חיפוש גז, שותפות מוגבלת
3.50%	Union Energy & Systems 2 Ltd.

בכבוד רב,

תמר פטרוליום בע"מ

ע"י ברק משרקי, מנכ"ל

ואפרת חוזה-אזרד, יועצת משפטית וסמנכ"ל

נספח א'

**דוח עתודות ותזרים של החברה נכון ליום
31.12.2024, שהוכן על-ידי NSAI
והסכמת NSAI להכללתו בדוח זה**

March 5, 2025

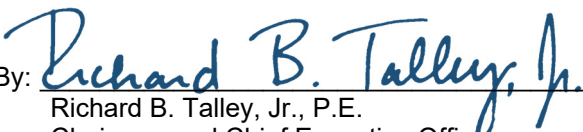
Tamar Petroleum Ltd.
11 Galgalei Haplada Street
Herzliya 4672211
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Tamar Petroleum Ltd. to use our report dated March 5, 2025, 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, 2024, to the Tamar Petroleum Ltd. interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

JRC:MDK

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2024

BASED ON ESCALATED PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
TAMAR PETROLEUM LTD.

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

March 5, 2025

Tamar Petroleum Ltd.
11 Galgalei Haplada Street
Herzliya 4672211
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2024, to the Tamar Petroleum Ltd. (Tamar Petroleum) interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Tamar Petroleum owns a 16.75 percent direct working interest in these properties. 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 Tamar Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Tamar Petroleum's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Tamar Petroleum working interest reserves for these properties, as of December 31, 2024, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,329.8	1,227.7	9.5	1.6
Probable	2,606.7	436.6	3.4	0.6
Proved + Probable (2P)	9,936.5	1,664.4	12.9	2.2
Possible	2,171.7	363.8	2.8	0.5
Proved + Probable + Possible (3P)	12,108.2	2,028.1	15.7	2.6

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Tamar Petroleum interest in these properties, as of December 31, 2024, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	2,296.8	1,589.9	1,161.8	888.4	705.4
Probable	893.0	409.2	202.2	107.7	62.0
Proved + Probable (2P)	3,189.8	1,999.1	1,364.0	996.1	767.4
Possible	751.0	259.0	99.7	42.9	20.6
Proved + Probable + Possible (3P)	3,940.8	2,258.0	1,463.7	1,039.0	788.0

Totals may not add because of rounding.

March 5, 2025
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2024, 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)	6,796.7	8.8	533.2	0.7	7,329.8	9.5
Probable	2,409.4	3.1	197.2	0.3	2,606.7	3.4
Proved + Probable (2P)	9,206.1	12.0	730.4	0.9	9,936.5	12.9
Possible	1,969.8	2.6	201.9	0.3	2,171.7	2.8
Proved + Probable + Possible (3P)	11,175.9	14.5	932.3	1.2	12,108.2	15.7

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the December 31, 2024, exchange rate was 3.64 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 and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2024, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

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

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Tamar Petroleum. Gas prices are based on Tamar Petroleum'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 these Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials. Prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2039, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by Tamar Petroleum.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Tamar Petroleum. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; 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.

March 5, 2025
Page 3 of 4

As requested, operating costs are escalated for inflation on January 1 of each year through December 31, 2039, and then held constant throughout the remaining lives of the properties; the escalation rates have been specified by Tamar Petroleum.

Capital costs used in this report were provided by Tamar Petroleum and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Tamar Petroleum that are required for the above purpose, including 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. Abandonment costs used in this report are Tamar Petroleum's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation, with the exception of the costs included for maintenance capital projects. These costs are held constant through December 31, 2027, and then escalated for inflation on January 1 of each year to the date of expenditure or until December 31, 2039; the escalation rates have been specified by Tamar Petroleum.

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

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

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

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

March 5, 2025
Page 4 of 4

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, 2024, by Mr. Barak Mashraki, Chief Executive Officer of Tamar Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Tamar Petroleum, Chevron Mediterranean Limited, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Tamar Petroleum.

QUALIFICATIONS

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

This assessment has been led by Mr. 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.
Chairman and Chief Executive Officer

By: *John R. Cliver*
John R. Cliver, P.E. 107216
Senior Vice President
J. R. CLIVER
107216
LICENSED PROFESSIONAL ENGINEER
Date Signed: March 5, 2025
JRC:MDK

By: *Zachary R. Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Z. R. LONG
GEOLOGY
11792
LICENSED PROFESSIONAL GEOSCIENTIST
Date Signed: March 5, 2025

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.

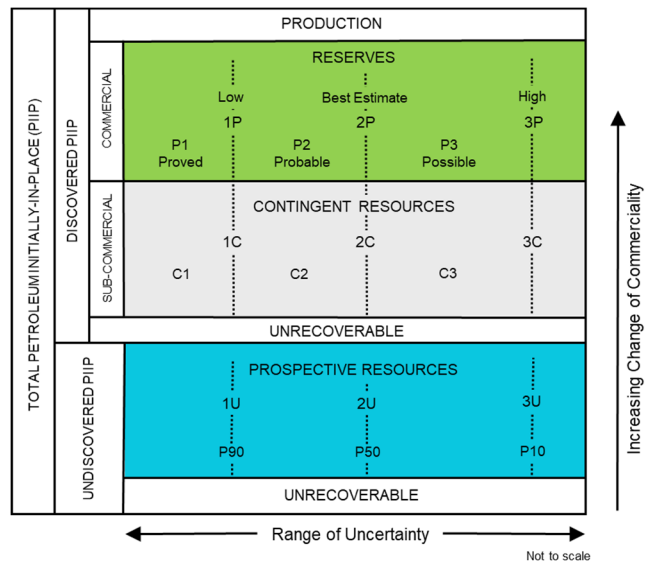


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

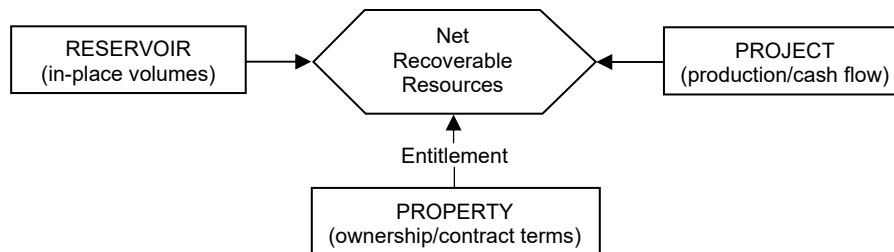


Figure 1.2—Resources evaluation

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, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

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

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

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<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>
On Production	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>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<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
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>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>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<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>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a 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>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<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>
Development Unclassified	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
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited 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.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<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"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <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>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<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
Possible Reserves	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>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2025	290.5	32.1	-	14.1	46.2	62.6	-	39.3	142.3
12-31-2026	373.3	41.3	-	18.1	59.4	30.6	-	44.1	239.2
12-31-2027	420.3	46.5	-	20.4	66.9	37.4	-	49.4	266.6
12-31-2028	455.0	50.3	-	22.1	72.4	47.7	-	51.2	283.7
12-31-2029	503.5	55.7	-	24.4	80.1	1.3	-	51.6	370.4
12-31-2030	509.4	56.3	-	24.7	81.0	0.9	-	53.5	374.0
12-31-2031	557.3	61.6	-	27.0	88.7	0.9	-	54.8	412.9
12-31-2032	571.2	63.2	-	27.7	90.9	49.3	-	56.2	374.9
12-31-2033	581.0	64.3	-	28.2	92.4	1.0	-	57.9	429.7
12-31-2034	590.1	65.3	-	28.6	93.9	1.0	-	62.8	432.5
12-31-2035	592.3	65.5	-	28.7	94.2	41.1	-	62.5	394.4
12-31-2036	537.5	59.5	-	26.1	85.5	1.0	-	58.7	392.3
12-31-2037	384.2	42.5	-	18.6	61.1	1.0	-	47.6	274.4
12-31-2038	308.0	34.1	-	14.9	49.0	1.1	-	43.4	214.5
12-31-2039	246.9	27.3	-	12.0	39.3	1.1	-	43.0	163.6
12-31-2040	196.0	21.7	-	9.5	31.2	1.1	-	41.9	121.8
12-31-2041	155.6	17.2	-	7.5	24.7	1.1	-	40.3	89.4
12-31-2042	123.5	13.7	-	6.0	19.6	1.1	17.6	39.7	45.4
12-31-2043	98.0	10.8	-	4.8	15.6	1.1	17.6	39.2	24.5
12-31-2044	75.6	8.4	-	3.7	12.0	1.1	17.6	38.8	6.1
12-31-2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7,569.2	837.1	-	367.1	1,204.3	283.4	52.8	976.0	5,052.7

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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)
12-31-2025	42.7	60.8	81.5	23.0	5.6	75.9	74.0	72.3	70.7	69.3
12-31-2026	46.4	111.0	128.2	23.0	8.1	120.1	111.7	104.1	97.4	91.4
12-31-2027	46.8	124.8	141.8	23.0	9.6	132.3	117.1	104.2	93.3	83.9
12-31-2028	46.8	132.8	150.9	23.0	18.1	132.8	112.0	95.1	81.4	70.2
12-31-2029	46.8	173.3	197.1	23.0	28.3	168.7	135.5	109.9	90.0	74.3
12-31-2030	46.8	175.0	199.0	23.0	28.7	170.3	130.2	100.8	78.9	62.5
12-31-2031	46.8	193.2	219.6	23.0	33.4	186.2	135.6	100.2	75.1	56.9
12-31-2032	46.8	175.5	199.4	23.0	28.9	170.6	118.3	83.5	59.8	43.5
12-31-2033	46.8	201.1	228.6	23.0	36.0	192.6	127.2	85.7	58.7	40.9
12-31-2034	46.8	202.4	230.1	23.0	37.0	193.1	121.5	78.1	51.2	34.2
12-31-2035	46.8	184.6	209.8	23.0	34.8	175.0	104.9	64.3	40.3	25.8
12-31-2036	46.8	183.6	208.7	23.0	37.0	171.6	97.9	57.4	34.4	21.1
12-31-2037	46.8	128.4	146.0	23.0	25.9	120.1	65.3	36.5	20.9	12.3
12-31-2038	46.8	100.4	114.1	23.0	20.1	94.0	48.6	26.0	14.2	8.0
12-31-2039	46.8	76.6	87.0	23.0	15.2	71.9	35.4	18.0	9.5	5.1
12-31-2040	46.8	57.0	64.8	23.0	11.0	53.8	25.2	12.3	6.2	3.2
12-31-2041	46.8	41.8	47.6	23.0	7.8	39.8	17.8	8.3	4.0	2.0
12-31-2042	46.8	21.3	24.2	23.0	6.2	17.9	7.6	3.4	1.6	0.7
12-31-2043	46.8	11.5	13.0	23.0	4.1	8.9	3.6	1.5	0.7	0.3
12-31-2044	46.8	2.9	3.3	23.0	2.1	1.2	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		2,357.9	2,694.7		397.9	2,296.8	1,589.9	1,161.8	888.4	705.4

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tamar Petroleum.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	24.2	2.7	-	1.2	3.8	-	-	1.3	19.1
12-31-2028	18.2	2.0	-	0.9	2.9	-40.1	-	1.4	54.1
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	30.1	-	-	-30.1
12-31-2031	-	-	-	-	-	10.0	-	-	-10.0
12-31-2032	-	-	-	-	-	-48.3	-	-	48.3
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	6.0	-	-	-6.0
12-31-2035	-	-	-	-	-	-22.0	-	-	22.0
12-31-2036	61.9	6.8	-	3.0	9.8	16.1	-	4.6	31.3
12-31-2037	225.6	24.9	-	10.9	35.9	48.2	-	16.8	124.7
12-31-2038	307.9	34.0	-	14.9	49.0	-	-	21.9	236.9
12-31-2039	375.1	41.5	-	18.2	59.7	-	-	23.4	292.0
12-31-2040	320.5	35.4	-	15.5	51.0	-	-	16.7	252.8
12-31-2041	273.2	30.2	-	13.3	43.5	-	-	11.8	218.0
12-31-2042	232.6	25.7	-	11.3	37.0	-	-17.6	7.0	206.1
12-31-2043	197.6	21.9	-	9.6	31.4	-	-17.6	4.8	179.0
12-31-2044	169.8	18.8	-	8.2	27.0	-	-17.6	4.1	156.2
12-31-2045	203.8	22.5	-	9.9	32.4	1.1	-	42.1	128.2
12-31-2046	169.2	18.7	-	8.2	26.9	1.1	-	41.3	99.8
12-31-2047	140.5	15.5	-	6.8	22.3	1.1	-	40.0	77.0
12-31-2048	116.6	12.9	-	5.7	18.6	1.1	17.6	39.6	39.8
12-31-2049	96.8	10.7	-	4.7	15.4	1.1	17.6	37.9	24.9
12-31-2050	85.3	9.4	-	4.1	13.6	1.1	17.6	37.4	15.7
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3,018.7	333.9	-	146.4	480.3	6.5	-	352.0	2,179.9

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2025	42.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.4	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	46.8	8.9	10.1	23.0	2.3	7.8	6.9	6.2	5.5	4.9
12-31-2028	46.8	25.3	28.8	23.0	6.5	22.2	18.8	15.9	13.6	11.8
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2030	46.8	-14.1	-16.0	23.0	-3.6	-12.4	-9.5	-7.3	-5.7	-4.5
12-31-2031	46.8	-4.7	-5.3	23.0	-1.2	-4.1	-3.0	-2.2	-1.7	-1.3
12-31-2032	46.8	22.6	25.7	23.0	5.8	19.9	13.8	9.7	7.0	5.1
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2034	46.8	-2.8	-3.2	23.0	-0.7	-2.5	-1.6	-1.0	-0.7	-0.4
12-31-2035	46.8	10.3	11.7	23.0	2.7	9.0	5.4	3.3	2.1	1.3
12-31-2036	46.8	14.7	16.7	23.0	3.9	12.8	7.3	4.3	2.6	1.6
12-31-2037	46.8	58.4	66.3	23.0	15.4	50.9	27.7	15.5	8.9	5.2
12-31-2038	46.8	110.9	126.1	23.0	29.0	97.0	50.2	26.8	14.7	8.3
12-31-2039	46.8	136.7	155.4	23.0	35.8	119.6	59.0	30.0	15.8	8.5
12-31-2040	46.8	118.3	134.5	23.0	31.0	103.5	48.6	23.6	11.9	6.1
12-31-2041	46.8	102.0	116.0	23.0	26.8	89.2	39.9	18.5	8.9	4.4
12-31-2042	46.8	96.5	109.7	23.0	22.0	87.6	37.3	16.5	7.6	3.6
12-31-2043	46.8	83.8	95.2	23.0	18.8	76.4	31.0	13.1	5.8	2.6
12-31-2044	46.8	73.1	83.1	23.0	16.2	66.9	25.8	10.4	4.4	1.9
12-31-2045	46.8	60.0	68.2	23.0	15.6	52.6	19.3	7.4	3.0	1.3
12-31-2046	46.8	46.7	53.1	23.0	12.1	41.0	14.4	5.3	2.0	0.8
12-31-2047	46.8	36.0	41.0	23.0	9.3	31.7	10.6	3.7	1.4	0.5
12-31-2048	46.8	18.6	21.2	23.0	8.0	13.1	4.2	1.4	0.5	0.2
12-31-2049	46.8	11.6	13.2	23.0	6.1	7.1	2.2	0.7	0.2	0.1
12-31-2050	46.8	7.3	8.3	23.0	4.8	3.6	1.0	0.3	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		1,020.2	1,159.7		266.7	893.0	409.2	202.2	107.7	62.0

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tamar Petroleum.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2025	290.5	32.1	-	14.1	46.2	62.6	-	39.3	142.3
12-31-2026	373.3	41.3	-	18.1	59.4	30.6	-	44.1	239.2
12-31-2027	444.5	49.2	-	21.6	70.7	37.4	-	50.7	285.7
12-31-2028	473.2	52.3	-	23.0	75.3	7.6	-	52.6	337.8
12-31-2029	503.5	55.7	-	24.4	80.1	1.3	-	51.6	370.4
12-31-2030	509.4	56.3	-	24.7	81.0	31.0	-	53.5	343.9
12-31-2031	557.3	61.6	-	27.0	88.7	10.9	-	54.8	402.8
12-31-2032	571.2	63.2	-	27.7	90.9	0.9	-	56.2	423.2
12-31-2033	581.0	64.3	-	28.2	92.4	1.0	-	57.9	429.7
12-31-2034	590.1	65.3	-	28.6	93.9	7.0	-	62.8	426.4
12-31-2035	592.3	65.5	-	28.7	94.2	19.1	-	62.5	416.4
12-31-2036	599.4	66.3	-	29.1	95.4	17.1	-	63.4	423.6
12-31-2037	609.7	67.4	-	29.6	97.0	49.2	-	64.4	399.1
12-31-2038	615.8	68.1	-	29.9	98.0	1.1	-	65.4	451.4
12-31-2039	622.0	68.8	-	30.2	99.0	1.1	-	66.4	455.6
12-31-2040	516.4	57.1	-	25.1	82.2	1.1	-	58.6	374.6
12-31-2041	428.8	47.4	-	20.8	68.2	1.1	-	52.1	307.4
12-31-2042	356.0	39.4	-	17.3	56.6	1.1	-	46.7	251.6
12-31-2043	295.6	32.7	-	14.3	47.0	1.1	-	44.0	203.5
12-31-2044	245.4	27.1	-	11.9	39.0	1.1	-	42.9	162.4
12-31-2045	203.8	22.5	-	9.9	32.4	1.1	-	42.1	128.2
12-31-2046	169.2	18.7	-	8.2	26.9	1.1	-	41.3	99.8
12-31-2047	140.5	15.5	-	6.8	22.3	1.1	-	40.0	77.0
12-31-2048	116.6	12.9	-	5.7	18.6	1.1	17.6	39.6	39.8
12-31-2049	96.8	10.7	-	4.7	15.4	1.1	17.6	37.9	24.9
12-31-2050	85.3	9.4	-	4.1	13.6	1.1	17.6	37.4	15.7
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	10,587.8	1,171.0	-	513.6	1,684.6	289.9	52.8	1,328.0	7,232.5

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2025	42.7	60.8	81.5	23.0	5.6	75.9	74.0	72.3	70.7	69.3
12-31-2026	46.4	111.0	128.2	23.0	8.1	120.1	111.7	104.1	97.4	91.4
12-31-2027	46.8	133.7	152.0	23.0	11.9	140.1	124.0	110.4	98.8	88.8
12-31-2028	46.8	158.1	179.7	23.0	24.6	155.1	130.7	111.1	95.1	81.9
12-31-2029	46.8	173.3	197.1	23.0	28.3	168.7	135.5	109.9	89.9	74.3
12-31-2030	46.8	160.9	182.9	23.0	25.1	157.9	120.7	93.5	73.2	57.9
12-31-2031	46.8	188.5	214.3	23.0	32.2	182.1	132.6	98.0	73.4	55.7
12-31-2032	46.8	198.1	225.2	23.0	34.7	190.5	132.1	93.2	66.8	48.5
12-31-2033	46.8	201.1	228.6	23.0	36.0	192.6	127.2	85.7	58.7	40.9
12-31-2034	46.8	199.6	226.9	23.0	36.2	190.6	119.9	77.1	50.5	33.7
12-31-2035	46.8	194.9	221.5	23.0	37.5	184.1	110.3	67.7	42.4	27.1
12-31-2036	46.8	198.2	225.4	23.0	40.9	184.4	105.2	61.6	37.0	22.7
12-31-2037	46.8	186.8	212.3	23.0	41.3	171.1	93.0	52.0	29.8	17.5
12-31-2038	46.8	211.3	240.2	23.0	49.1	191.0	98.9	52.8	29.0	16.3
12-31-2039	46.8	213.2	242.4	23.0	50.9	191.5	94.4	48.1	25.2	13.6
12-31-2040	46.8	175.3	199.3	23.0	42.0	157.3	73.8	35.9	18.0	9.3
12-31-2041	46.8	143.9	163.5	23.0	34.6	129.0	57.7	26.8	12.9	6.4
12-31-2042	46.8	117.7	133.8	23.0	28.3	105.5	44.9	19.9	9.1	4.3
12-31-2043	46.8	95.2	108.3	23.0	22.9	85.4	34.6	14.6	6.4	2.9
12-31-2044	46.8	76.0	86.4	23.0	18.3	68.1	26.3	10.6	4.5	1.9
12-31-2045	46.8	60.0	68.2	23.0	15.6	52.6	19.3	7.4	3.0	1.3
12-31-2046	46.8	46.7	53.1	23.0	12.1	41.0	14.4	5.3	2.0	0.8
12-31-2047	46.8	36.0	41.0	23.0	9.3	31.7	10.6	3.7	1.4	0.5
12-31-2048	46.8	18.6	21.2	23.0	8.0	13.1	4.2	1.4	0.5	0.2
12-31-2049	46.8	11.6	13.2	23.0	6.1	7.1	2.2	0.7	0.2	0.1
12-31-2050	46.8	7.3	8.3	23.0	4.8	3.6	1.0	0.3	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		3,378.1	3,854.4		664.6	3,189.8	1,999.1	1,364.0	996.1	767.4

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tamar Petroleum.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-30.1	-	-	30.1
12-31-2031	-	-	-	-	-	-10.0	-	-	10.0
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	34.1	-	-	-34.1
12-31-2035	-	-	-	-	-	-18.1	-	-	18.1
12-31-2036	-	-	-	-	-	-16.1	-	-	16.1
12-31-2037	-	-	-	-	-	-24.0	-	-0.0	24.1
12-31-2038	-	-	-	-	-	10.0	-	-0.0	-10.0
12-31-2039	-	-	-	-	-	30.1	-	-0.0	-30.0
12-31-2040	105.6	11.7	-	5.1	16.8	-	-	7.7	81.0
12-31-2041	161.0	17.8	-	7.8	25.6	-	-	11.8	123.6
12-31-2042	144.2	15.9	-	7.0	22.9	-	-	10.6	110.6
12-31-2043	152.9	16.9	-	7.4	24.3	6.0	-	9.5	113.0
12-31-2044	156.8	17.3	-	7.6	24.9	18.1	-	2.5	111.2
12-31-2045	156.9	17.4	-	7.6	25.0	-	-	-4.7	136.7
12-31-2046	154.3	17.1	-	7.5	24.5	-	-	-4.0	133.7
12-31-2047	149.6	16.5	-	7.3	23.8	-	-	-2.7	128.4
12-31-2048	143.5	15.9	-	7.0	22.8	-	-17.6	-2.2	140.5
12-31-2049	136.4	15.1	-	6.6	21.7	-	-17.6	-0.5	132.8
12-31-2050	123.9	13.7	-	6.0	19.7	-	-17.6	-	121.8
12-31-2051	187.5	20.7	-	9.1	29.8	1.1	-	37.4	119.3
12-31-2052	168.2	18.6	-	8.2	26.8	1.1	-	37.4	103.0
12-31-2053	150.8	16.7	-	7.3	24.0	1.1	-	37.4	88.4
12-31-2054	135.2	15.0	-	6.6	21.5	1.1	-	37.4	75.3
12-31-2055	121.3	13.4	-	5.9	19.3	1.1	17.6	37.4	45.9
12-31-2056	108.7	12.0	-	5.3	17.3	1.1	17.6	37.4	35.4
12-31-2057	76.5	8.5	-	3.7	12.2	1.1	17.6	37.4	8.3
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2,533.2	280.2	-	122.9	403.0	7.6	-	289.4	1,833.2

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2025	42.7	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.4	-	-	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	14.1	16.0	23.0	3.6	12.4	9.5	7.3	5.7	4.5
12-31-2031	46.8	4.7	5.3	23.0	1.2	4.1	3.0	2.2	1.7	1.3
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2034	46.8	-15.9	-18.1	23.0	-4.1	-14.0	-8.8	-5.7	-3.7	-2.5
12-31-2035	46.8	8.5	9.6	23.0	2.2	7.5	4.5	2.7	1.7	1.1
12-31-2036	46.8	7.5	8.5	23.0	1.9	6.6	3.8	2.2	1.3	0.8
12-31-2037	46.8	11.3	12.8	23.0	2.9	9.9	5.4	3.0	1.7	1.0
12-31-2038	46.8	-4.7	-5.3	23.0	-1.2	-4.1	-2.1	-1.1	-0.6	-0.4
12-31-2039	46.8	-14.1	-16.0	23.0	-3.6	-12.4	-6.1	-3.1	-1.6	-0.9
12-31-2040	46.8	37.9	43.1	23.0	9.9	33.2	15.6	7.6	3.8	2.0
12-31-2041	46.8	57.8	65.7	23.0	15.1	50.6	22.6	10.5	5.0	2.5
12-31-2042	46.8	51.8	58.9	23.0	13.5	45.3	19.3	8.5	3.9	1.9
12-31-2043	46.8	52.9	60.1	23.0	13.9	46.3	18.8	7.9	3.5	1.6
12-31-2044	46.8	52.1	59.2	23.0	13.7	45.5	17.6	7.1	3.0	1.3
12-31-2045	46.8	64.0	72.7	23.0	16.8	55.9	20.6	7.9	3.2	1.3
12-31-2046	46.8	62.6	71.1	23.0	16.4	54.7	19.2	7.0	2.7	1.1
12-31-2047	46.8	60.1	68.3	23.0	15.8	52.5	17.5	6.2	2.3	0.9
12-31-2048	46.8	65.7	74.7	23.0	14.0	60.7	19.3	6.5	2.3	0.8
12-31-2049	46.8	62.2	70.7	23.0	13.2	57.5	17.4	5.6	1.9	0.7
12-31-2050	46.8	57.0	64.8	23.0	12.0	52.7	15.2	4.6	1.5	0.5
12-31-2051	46.8	55.8	63.5	23.0	14.6	48.9	13.4	3.9	1.2	0.4
12-31-2052	46.8	48.2	54.8	23.0	12.6	42.2	11.0	3.1	0.9	0.3
12-31-2053	46.8	41.4	47.0	23.0	10.7	36.3	9.0	2.4	0.7	0.2
12-31-2054	46.8	35.2	40.0	23.0	9.1	30.9	7.3	1.9	0.5	0.1
12-31-2055	46.8	21.5	24.4	23.0	8.8	15.6	3.5	0.9	0.2	0.1
12-31-2056	46.8	16.6	18.8	23.0	7.4	11.4	2.5	0.6	0.1	0.0
12-31-2057	46.8	3.9	4.4	23.0	3.9	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		857.9	975.3		224.3	751.0	259.0	99.7	42.9	20.6

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tamar Petroleum.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
12-31-2025	290.5	32.1	-	14.1	46.2	62.6	-	39.3	142.3
12-31-2026	373.3	41.3	-	18.1	59.4	30.6	-	44.1	239.2
12-31-2027	444.5	49.2	-	21.6	70.7	37.4	-	50.7	285.7
12-31-2028	473.2	52.3	-	23.0	75.3	7.6	-	52.6	337.8
12-31-2029	503.5	55.7	-	24.4	80.1	1.3	-	51.6	370.4
12-31-2030	509.4	56.3	-	24.7	81.0	0.9	-	53.5	374.0
12-31-2031	557.3	61.6	-	27.0	88.7	0.9	-	54.8	412.9
12-31-2032	571.2	63.2	-	27.7	90.9	0.9	-	56.2	423.2
12-31-2033	581.0	64.3	-	28.2	92.4	1.0	-	57.9	429.7
12-31-2034	590.1	65.3	-	28.6	93.9	41.1	-	62.8	392.4
12-31-2035	592.3	65.5	-	28.7	94.2	1.0	-	62.5	434.6
12-31-2036	599.4	66.3	-	29.1	95.4	1.0	-	63.4	439.7
12-31-2037	609.7	67.4	-	29.6	97.0	25.2	-	64.3	423.2
12-31-2038	615.8	68.1	-	29.9	98.0	11.1	-	65.3	441.5
12-31-2039	622.0	68.8	-	30.2	99.0	31.2	-	66.3	425.6
12-31-2040	622.0	68.8	-	30.2	99.0	1.1	-	66.3	455.7
12-31-2041	589.8	65.2	-	28.6	93.8	1.1	-	63.9	431.0
12-31-2042	500.2	55.3	-	24.3	79.6	1.1	-	57.3	362.2
12-31-2043	448.5	49.6	-	21.8	71.4	7.1	-	53.5	316.5
12-31-2044	402.2	44.5	-	19.5	64.0	19.2	-	45.4	273.6
12-31-2045	360.7	39.9	-	17.5	57.4	1.1	-	37.4	264.9
12-31-2046	323.4	35.8	-	15.7	51.5	1.1	-	37.4	233.5
12-31-2047	290.0	32.1	-	14.1	46.1	1.1	-	37.4	205.5
12-31-2048	260.1	28.8	-	12.6	41.4	1.1	-	37.4	180.3
12-31-2049	233.2	25.8	-	11.3	37.1	1.1	-	37.4	157.7
12-31-2050	209.1	23.1	-	10.1	33.3	1.1	-	37.4	137.4
12-31-2051	187.5	20.7	-	9.1	29.8	1.1	-	37.4	119.3
12-31-2052	168.2	18.6	-	8.2	26.8	1.1	-	37.4	103.0
12-31-2053	150.8	16.7	-	7.3	24.0	1.1	-	37.4	88.4
12-31-2054	135.2	15.0	-	6.6	21.5	1.1	-	37.4	75.3
12-31-2055	121.3	13.4	-	5.9	19.3	1.1	17.6	37.4	45.9
12-31-2056	108.7	12.0	-	5.3	17.3	1.1	17.6	37.4	35.4
12-31-2057	76.5	8.5	-	3.7	12.2	1.1	17.6	37.4	8.3
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	13,121.1	1,451.2	-	636.4	2,087.6	297.5	52.8	1,617.3	9,065.8

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2025	42.7	60.8	81.5	23.0	5.6	75.9	74.0	72.3	70.7	69.3
12-31-2026	46.4	111.0	128.2	23.0	8.1	120.1	111.7	104.1	97.4	91.4
12-31-2027	46.8	133.7	152.0	23.0	11.9	140.1	124.0	110.4	98.8	88.8
12-31-2028	46.8	158.1	179.7	23.0	24.6	155.1	130.7	111.1	95.1	81.9
12-31-2029	46.8	173.3	197.1	23.0	28.3	168.7	135.5	109.9	89.9	74.3
12-31-2030	46.8	175.0	199.0	23.0	28.7	170.3	130.2	100.8	78.9	62.5
12-31-2031	46.8	193.2	219.6	23.0	33.4	186.2	135.6	100.2	75.1	56.9
12-31-2032	46.8	198.1	225.2	23.0	34.7	190.5	132.1	93.2	66.8	48.5
12-31-2033	46.8	201.1	228.6	23.0	36.1	192.6	127.2	85.6	58.7	40.9
12-31-2034	46.8	183.6	208.7	23.0	32.2	176.6	111.1	71.4	46.8	31.2
12-31-2035	46.8	203.4	231.2	23.0	39.6	191.5	114.8	70.4	44.2	28.2
12-31-2036	46.8	205.8	233.9	23.0	42.9	191.0	109.0	63.8	38.3	23.5
12-31-2037	46.8	198.1	225.1	23.0	44.2	181.0	98.3	55.0	31.5	18.5
12-31-2038	46.8	206.6	234.9	23.0	48.0	186.9	96.7	51.6	28.3	15.9
12-31-2039	46.8	199.2	226.4	23.0	47.3	179.1	88.3	45.0	23.6	12.7
12-31-2040	46.8	213.2	242.4	23.0	51.9	190.5	89.4	43.5	21.8	11.3
12-31-2041	46.8	201.7	229.3	23.0	49.7	179.6	80.3	37.3	17.9	8.9
12-31-2042	46.8	169.5	192.7	23.0	41.8	150.9	64.2	28.5	13.1	6.2
12-31-2043	46.8	148.1	168.4	23.0	36.7	131.6	53.4	22.6	9.9	4.5
12-31-2044	46.8	128.0	145.6	23.0	32.0	113.6	43.9	17.7	7.4	3.2
12-31-2045	46.8	124.0	140.9	23.0	32.4	108.5	39.9	15.4	6.2	2.6
12-31-2046	46.8	109.3	124.2	23.0	28.6	95.7	33.5	12.3	4.7	1.9
12-31-2047	46.8	96.2	109.3	23.0	25.1	84.2	28.1	9.9	3.6	1.4
12-31-2048	46.8	84.4	95.9	23.0	22.0	73.9	23.5	7.9	2.8	1.0
12-31-2049	46.8	73.8	83.9	23.0	19.3	64.6	19.5	6.3	2.1	0.7
12-31-2050	46.8	64.3	73.1	23.0	16.8	56.3	16.2	5.0	1.6	0.5
12-31-2051	46.8	55.8	63.5	23.0	14.6	48.9	13.4	3.9	1.2	0.4
12-31-2052	46.8	48.2	54.8	23.0	12.6	42.2	11.0	3.1	0.9	0.3
12-31-2053	46.8	41.4	47.0	23.0	10.7	36.3	9.0	2.4	0.7	0.2
12-31-2054	46.8	35.2	40.0	23.0	9.1	30.9	7.3	1.9	0.5	0.1
12-31-2055	46.8	21.5	24.4	23.0	8.8	15.6	3.5	0.9	0.2	0.1
12-31-2056	46.8	16.6	18.8	23.0	7.4	11.4	2.5	0.6	0.1	0.0
12-31-2057	46.8	3.9	4.4	23.0	3.9	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		4,236.1	4,829.7		888.9	3,940.8	2,258.0	1,463.7	1,039.0	788.0

Totals may not add because of rounding.

- (1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Tamar Petroleum's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.
- (2) Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tamar Petroleum.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Tamar Petroleum and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Year	Tamar Petroleum Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2024 ⁽²⁾	60.1	5.16	0.78	0.79	3.59	3.5
2023	54.4	5.10	0.80	0.68	3.63	3.2
2022	61.1	4.95	0.78	0.52	3.64	3.6

Note: Values in this table have been provided by Tamar Petroleum; these values are based on historical data since January 2022 and include condensate production, revenue, and costs.

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

⁽²⁾ The 2024 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (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 ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			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, 2024

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (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) ⁽³⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	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.

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

⁽²⁾ The structural character of the A Sand results in a lower average gross thickness in the best estimate case relative to the low estimate case; 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 abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.