

תמר פטרוליום בע"מ

("החברה")

25 בפברואר, 2024

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

בהמשך לאמור בדוח המידי מיום 3.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-023571) בדבר הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2022, הכולל את מאגרי תמר ו-תמר South-West (להלן: "תמר SW") שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן: "פרויקט תמר" ו-"חזקת תמר", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2022 (להלן: "דוח העתודות הקודם"), מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31.12.2023 ביחס לחלקה של החברה בחזקת תמר, כמפורט להלן¹.

1. רקע

נכון למועד הדוח, יכולת אספקת הגז המירבית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של חברת נתיבי גז טבעי ישראל 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 המעודכן של המפעילה לסיום השלב הראשון של פרויקט ההרחבה נכון למועד זה הינו כ-622 מיליון דולר (100% מהפרויקט)². 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)³. השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ושדרוג המדחסים צפויים להסתיים במהלך המחצית הראשונה של שנת 2025 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 לייצוא כמויות גז נוספות ל-Blue Ocean Energy (להלן: "BOE") מפרויקט תמר, אשר עודכן ביום 13.12.2023 (להלן: "אישור הייצוא החדש"). לפרטים אודות אישור הייצוא החדש ראו דוחות מיידים של

¹ למיליון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-149 לדוח התקופתי של החברה לשנת 2022, כפי שפורסם ביום 23.3.2023 (מס' אסמכתא 2023-01-027046) (להלן: "הדוח התקופתי"), הכלול בזאת על דרך ההפניה.

² יצוין, כי התקציב שאושר במסגרת החלטת ההשקעה הסופית היה כ-673 מיליון דולר (100% מהפרויקט). אומדן העלויות המעודכן של המפעילה הינו עקב תהליך חסכון והתייעלות.

³ לפרטים נוספים ראו דוח מידי של החברה מיום 18.2.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-014401).

החברה מיום 4.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-110212) ומיום 14.12.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-135981), 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).
לפרטים אודות התיקון להסכם הייצוא ראו דוח מידי של החברה מיום 16.2.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-014329).

בנוסף, לצורך ייצוא כמויות גז נוספות, נדרש שדרוג של מערכות ההולכה לייצוא, אשר יכול להתבצע באמצעות השתתפות במימון ושימוש בקיבולות מערכות ההולכה הבאות (להלן: **"שדרוג מערכות ההולכה לייצוא"**): (א) תחנת דחיסה בירדן (הקמה ותפעול על ידי חברת הולכת הגז בירדן (FAJR) בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-334 מיליון דולר (להלן: **"פרויקט FAJR+**"); (ב) תחנת דחיסה באזור רמת חובב יחד עם הנחת צינור יבשתי מתחנה זו עד בסמוך למעבר ניצנה (הקמה ותפעול על ידי נתג"ז) בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-361 מיליון דולר (להלן: **"פרויקט ניצנה"**). 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. בתזרים המהווך המוצג להלן, הונח כי פרויקט תמר יישא בכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בפרויקט FAJR+⁴ ובכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בפרויקט ניצנה⁵, באופן שהעלות המוערכת הכוללת של חלקם של שותפי תמר בשדרוג מערכות ההולכה לייצוא כאמור לעיל הינה כ-348 מיליון דולר⁶. שדרוג המדחסים ושדרוג מערכות ההולכה לייצוא יקראו יחד להלן: **"השלב השני של פרויקט ההרחבה"**.

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

לאור ההתקדמות הצפויה של השלמת השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ושדרוג המדחסים, אישור הייצוא החדש, התיקון להסכם הייצוא, המועדים הצפויים לקבלת החלטות ההשקעה הסופיות (FID) בפרויקטי שדרוג מערכות ההולכה לייצוא כאמור לעיל וההתקדמות הצפויה של הפרויקטים האמורים, התזרים המהווך ליום 31.12.2023 להלן מביא בחשבון את הגידול בכושר ההפקה היומית המרבית לכ-1.6 BCF החל מהמחצית הראשונה של שנת 2025. גידול בכושר ההפקה האמור יאפשר גידול הדרגתי בכמויות הנמכרות בעיקר לייצוא, בין היתר, כתוצאה מהשלמת מערכות ההולכה לייצוא כמפורט לעיל.

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), המועדים הצפויים לקבלת החלטות השקעה סופיות (FID) לשדרוג מערכות ההולכה לייצוא כמתואר לעיל,

⁴ בהקשר זה יצוין, כי בחודשים יוני וספטמבר 2023 אישרו שותפי תמר תקציבים להבטחת הזמנות ראשוניות לשם שימור מועדי אספקה בקשר עם פרויקט FAJR+ בסך כולל של עד כ-37.5 מיליון דולר (100%).

⁵ בהקשר זה יצוין, כי בחודשים יוני וספטמבר 2023 אישרו שותפי תמר תקציבים להבטחת הזמנות ראשוניות לשם שימור מועדי אספקה בקשר עם פרויקט ניצנה בסך כולל של עד כ-14.5 מיליון דולר (100%).

⁶ השיעור הינו בהתאם להערכת החברה את שיעור ההשתתפות של היצואנים האחרים בקיבולות מערכות ההולכה הרלוונטיות. ההקצאה בפועל בין היצואנים תעשה בהתאם להחלטת המועצה לענייני משק הגז הטבעי מספר 3/2023, כאמור בסעיף 9.1 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שני לשנת 2023, כפי שפורסם ביום 22.8.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-096528).

המועדים המוערכים להגדלת כמות ההפקה והמכירה ולהשלמת שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, והעלויות השונות עבור שותפי תמר 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 Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה" או "שברון") ותוכניותיה נכון למועד זה, בנוגע לזמינות ציוד, שירותים ועלויות ולוחות זמנים, חתימה על הסכמים עם צדדים שלישיים לרבות בקשר עם ייצוא הגז והולכתו, קבלת אישורים רגולטוריים, קבלת החלטות השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי תמר לשדרוג מערכות ההולכה לייצוא, והנחות לגבי משך התארכות הפרויקטים. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש במועדים שונים ו/או באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בחברה, לרבות התארכות מלחמת "חרבות ברזל" ו/או הרחבת היקפה⁷, 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 תתקבלנה בידי שותפי תמר החלטות ההשקעה הסופיות הנדרשות ו/או לא יושלמו במועדן כל עבודות פרויקט ההרחבה לרבות שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, או שתתקבלנה החלטות השקעה אשר הינן שונות מהותית מהאמור 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 פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2023 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגר תמר ומאגר תמר SW⁸), הינן כמפורט להלן⁹:

⁷ לפרטים בדבר הערכות החברה בקשר עם השלכות המלחמה והפסקת הפקת הגז וחידושה בעקבות המלחמה, ראו סעיף 1 לחלק הראשון לדוח הדיקטוריון הכלול בדוח רבעון שלישי לשנת 2023, כפי שפורסם ביום 23.11.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-127170) (להלן: "דוח רבעון שלישי לשנת 2023"). לפרטים אודות החלטות הממשלה מיום 9.10.2023 ו-18.10.2023 בדבר "הכרזה על שעת חירום במשק הגז הטבעי" ראו סעיף 14.1 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שלישי לשנת 2023. בהקשר זה יצוין, כי בימים 21.11.2023, 27.12.2023 ו-26.1.2024, קיבלה הממשלה החלטות נוספות בנושא, המאריכות את האישור שניתן לשר האנרגיה והתשתיות להכריז על שעת חירום במשק הגז הטבעי, עד ליום 1.3.2024.

⁸ העתודות המצוינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות עתודות המצויות בשטח רישיון 353/ע"רן" שפקע. לפרטים ראו סעיף 7.2.7 לפרק א' לדוח התקופתי וביאור ט' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2023 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023.

⁹ 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 הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ הנפט (100%)	סה"כ הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ הנפט (100%)	סה"כ הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ הנפט (100%)	סה"כ הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	7,087.0	9.2	598.9	0.8	7,685.9	10.0	1,055.9	1.4
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)	9,496.5	12.3	796.1	1.0	10,292.6	13.4	1,414.1	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)	11,466.3	14.9	998.0	1.3	12,464.3	16.2	1,712.4	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).

¹⁰ 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 שיעורם המלא (קרי: למדינה - 12.5% מסך הכנסות החברה; לצדדים שלישיים - 9.92% מהכנסות החברה בגין הזכויות שרכשה החברה מניו-מד אנרגי - שותפות מוגבלת (להלן: "ניו-מד אנרגי") (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% 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 והסתיוגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (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 ושתחזייתיה 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

3.1. 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 למצרים¹¹ והתיקון להסכם הייצוא¹², בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן עשתה החברה שימוש לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט

¹¹ לפרטים בדבר הסכם הייצוא למצרים ראו סעיף 7.4.5 (ב) לפרק א' לדוח התקופתי.
¹² יצוין כי התנאים המתלים הקבועים בתיקון להסכם הייצוא טרם התקיימו במלואם.

(Brent) (להלן: "מחיר הברנט") לאור השפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות ל-BOE, ולרבות ההסכם עם חברת החשמל לישראל בע"מ¹³ (להלן: "חברת החשמל"), בהתחשב, בין היתר, בתחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור החברה על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group) (להלן: "תחזית BDO" ו-"BDO", בהתאמה)¹⁴; (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 המקומי¹⁵; (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 אלה¹⁶; 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), על הנחות החברה לגבי מחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על כמויות מכירה מוערכות בשוק המקומי ולייצוא (המושפעות כאמור לעיל מביקושים חזויים והיצע צפוי), ועל סביבת המחירים המוערכת בשוק באותו מועד.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה למחיר הברנט, לתעריף ייצור החשמל¹⁷ ולמדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI)¹⁸. ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שסופקו לחברה על ידי BDO להלן:

(1) מחיר הברנט – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹⁹: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, ו-2 חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: Wood Mackenzie ו-IHS Global Insights. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר (נומינלי) של כ-84.7 דולר לחבית ברנט בשנת 2024, כ-83.4 דולר לחבית בשנת 2025, ואז עולה בהדרגתיות עד שנת 2028 למחיר של כ-93.3 דולר

¹³ לפרטים בדבר הסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 7.4.4(ו) לפרק א' לדוח התקופתי.
¹⁴ תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל בשנים הקרובות עליה התבססה החברה הינה כדלקמן (BCM): 2024 – 13.4; 2025 – 15.0; 2026 – 17.3; 2027 – כ-18.0; 2028 – 18.8. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שימשו 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, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לחשמל ולגז טבעי. בנוסף, להתפתחויות בלתי צפויות במלחמת "חברות ברזל" עשויה להיות השפעה על הביקוש לחשמל בישראל, וכן על קצב מימוש פרויקטים להקמת כושר ייצור בתחום החשמל בישראל, לרבות קצב ההסבה מפחם לגז של תחנות הכוח של חברת החשמל באשקלון.
¹⁵ מאגר כריש החל בהזרמת גז טבעי לשוק המקומי בחודש אוקטובר 2022.
¹⁶ 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.
¹⁷ 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.
¹⁸ כלל ההצמדות בתזרים, הן לגבי ההכנסות והן לגבי ההוצאות, הינן עד לשנת 2038.
¹⁹ למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה לרוב כדלקמן: הבנק העולמי – פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי – תחזית קצרת טווח – כל חודש, תחזית ארוכת טווח – פעמיים בשנה; Wood Mackenzie – כל חצי שנה; IHS Global Insights – כל חודש.

לחבית, ועד שנת 2038 למחיר של כ-116.7 דולר לחבית, מחיר שנשאר קבוע עד לתום תקופת התזרים.

(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-2.8% בשנת 2024, כ-2.4% בשנת 2025 וכ-2.2% לשנה החל משנת 2026 ;

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 החשמל²⁰ ובהסכם הייצוא למצרים²¹.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסטט מבוססות על מחירי הברנט, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה ופערי שוק²² ;

(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 למצרים²³ 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 2038, 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 במהלך ההפקה 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 ההוניות האמורות בתזרים אינן מתואמות לשינויי אינפלציה. בהתבסס, בין היתר, על ניסיון העבר, נלקחו בתחזית גם הוצאות הוניות בגין השקעות נוספות בלתי צפויות בכל שנות התחזית, המתואמות לשינויי האינפלציה עד למועד הוצאתן או עד לתום שנת 2038. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי

²⁰ 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.

²¹ בתזרים המהוון הונח כי לא תבוצענה התאמות מחיר בהתאם למנגנונים הקבועים בהסכם הייצוא למצרים. לפרטים נוספים ראו סעיף 7.4.5 (ב) לפרק א' לדוח התקופתי.

²² לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסטט מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.6 לפרק א' לדוח התקופתי.

²³ בהתחשב, בין היתר, במערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים כמפורט בסעיף 7.4.5 (ד) לפרק א' לדוח התקופתי. בהתאם לזכר הבנות בלתי מחייב שנחתם בחודש אוגוסט 2023 עם חברת ההולכה הירדנית בקשר עם פרויקט +FAJR, הונחה הפחתת עלות דמי ההולכה (או זיכוי) בהתאם לכמויות צריכה חזויות לפי המנגנון הקבוע במזכר.

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 לשינוי אינפלציה;²⁴

(ו) בחישובי המס נלקח 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. נכון למועד הדוח, החברה נישומה לצרכי מס על בסיס מדידה שקלית, ועל כן היא חשופה לסיכונים שער חליפין שקל-דולר המשליכים על קביעת התוצאות לצרכי המס. בהקשר זה יצוין כי בתזרים המהוון הונח שער דולר של 3.627 בהתבסס על שער החליפין ליום 31.12.2023.

(ז) בחישוב התזרים המהוון הונח, כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה יעמוד על 11.06%²⁵ 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).

(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"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל 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 זהה לפרשנות החוק כפי שייקבע על-ידי בית המשפט. יצוין, כי נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של מיזם תמר מול רשות המיסים, במסגרת הליכי הערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי;

²⁴ 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 (להלן: "טיטוט מסמך המדיניות"). לפרטים נוספים ראו ביאור ציב' לדוחות הכספיים תמציתיים בנייים ליום 30.9.2023 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023.

²⁵ שיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023 ו-2024. 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 7.16.7(ב) ו-7.18.7(א) לפרק א' לדוח התקופתי.

מובהר, כי בתזרים המהוון לא נכללים החזרים שעשויים להתקבל, ככל שיתקבלו, בשל תשלומי היטל ששולמו בגין שנים קודמות וכן לא נלקחו בחשבון תשלומי היטל עתידיים אפשריים בהתאם לתיקון מס' 3 לחוק, דהיינו, הקדמת תשלום של 75% מהיטל השנוי במחלוקת למועד החלטת פקיד השומה בהשגה שהוגשה לו על שומה לפי מיטב השפיטה. לפרטים נוספים ראו ביאור צ'ד' לדוחות הכספיים התמציתיים ביניים ליום 30.9.2023 הכלולים בדוח רבעון שלישי לשנת 2023.

(ט) הוצאות והשקעות אשר שולמו וישולמו החל מיום 1.1.2024 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 31.12.2022

שינויים הנובעים מהשלב השני של פרויקט ההרחבה (שהשלמתו נלקחה בחשבון לראשונה בתזרים הנוכחי) שעיקריהם כמפורט להלן:

(א) השקעות הוניות הכלולות בשלב השני של פרויקט ההרחבה בין השנים 2024 עד 2027 כמפורט להלן: השקעות בשדרוג המדחסים בסך כולל של כ- 24 מיליון דולר (100% מהפרויקט), השקעות בפרויקט FAJR+ בהיקף כולל של כ- 160 מיליון דולר²⁶ (100% מאגר תמר) והשקעות בפרויקט ניצנה בהיקף כולל של כ-181 מיליון דולר (100% מאגר תמר).

(ב) עליה הדרגתית בכמויות השנתיות הנמכרות מפרויקט תמר (100%) בקטגוריית העתודות מסוג 2P מכ-9.5 BCM החל משנת 2024²⁷ עד לכמות מקסימלית של כ-15.1 BCM החל משנת 2028 עד שנת 2039 (לפרטים בדבר גידול בכמות העתודות ראו סעיף 4 להלן).

(ג) גידול בעלויות התפעול השנתיות הנובע בעיקר מעלויות ההולכה כתוצאה מעלייה בהיקף הייצוא.

3.3. נתוני התזרים המהוון

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2023 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק החברה, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריית העתודות המפורטות לעיל:

²⁶ כ-7 מיליון דולר נוספים שולמו במהלך שנת 2023 במסגרת פרויקט FAJR+.

²⁷ יצוין, כי הכמות הצפויה להימכר בשנת 2024 קטנה בכ-0.5 BCM ביחס לתזרים המהוון ליום 31.12.2022, וזאת לאור צפי לעבודות תחזוקה מוגברות בשל, בין היתר, פרויקט ההרחבה ופרויקטים הנדסיים נוספים.

סה"כ תזרים מהון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהון אחרי מס מהון ב- 20%	סה"כ תזרים מהון אחרי מס מהון ב- 15%	סה"כ תזרים מהון אחרי מס מהון ב- 10%	סה"כ תזרים מהון אחרי מס מהון ב- 5%	סה"כ תזרים מהון אחרי מס מהון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהון 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
54,739	55,916	57,173	58,518	59,963	14,576	45,736	120,275	-	87,650	40,542	-	47,012	295,479	9.52	437	31.12.2024
79,433	84,669	90,507	97,048	104,417	11,212	84,535	200,164	-	51,069	46,432	-	56,321	353,986	11.43	525	31.12.2025
81,385	90,521	101,161	113,638	128,379	12,331	122,589	263,299	-	40,947	45,681	-	66,209	416,137	13.09	601	31.12.2026
84,430	97,992	114,487	134,732	159,820	16,767	155,344	331,931	-	20,801	47,775	-	75,780	476,287	14.39	661	31.12.2027
70,915	85,885	104,903	129,331	161,085	28,531	166,805	356,422	-	27,150	49,043	-	81,855	514,469	15.10	693	31.12.2028
65,884	83,261	106,321	137,321	179,589	27,299	181,999	388,887	-	901	50,541	-	83,314	523,644	15.10	693	31.12.2029
55,437	73,104	97,594	132,053	181,333	27,800	183,974	393,107	-	921	52,820	-	84,548	531,396	15.10	693	31.12.2030
49,900	68,664	95,833	135,845	195,868	32,120	200,560	428,547	-	941	53,846	-	91,451	574,786	15.10	693	31.12.2031
41,078	58,982	86,062	127,803	193,487	34,616	200,662	428,765	-	11,775	54,943	-	93,750	589,233	15.10	693	31.12.2032
32,305	48,403	73,836	114,868	182,599	38,352	194,370	415,321	-	33,422	55,961	-	95,495	600,198	15.10	693	31.12.2033
29,235	45,707	72,893	118,801	198,293	35,823	205,951	440,067	-	9,761	61,456	-	96,739	608,023	15.10	693	31.12.2034
22,763	37,135	61,914	105,713	185,271	43,104	200,901	429,275	-	27,295	62,571	-	98,226	617,368	15.10	693	31.12.2035
16,417	27,946	48,712	87,133	160,343	30,945	168,276	359,564	-	1,049	53,775	-	78,406	492,795	11.88	545	31.12.2036
10,640	18,900	34,441	64,538	124,702	23,740	130,584	279,025	-	1,073	49,959	-	62,450	392,506	9.34	429	31.12.2037
6,789	12,584	23,973	47,063	95,482	17,613	99,490	212,585	-	1,096	49,324	-	49,763	312,768	7.35	337	31.12.2038
4,217	8,156	16,244	33,407	71,165	12,751	73,821	157,738	-	1,096	48,053	-	39,145	246,031	5.78	265	31.12.2039
2,593	5,234	10,899	23,483	52,526	8,439	53,631	114,596	-	1,096	47,049	-	30,792	193,533	4.55	209	31.12.2040
1,562	3,290	7,161	16,164	37,963	5,052	37,841	80,856	-	1,096	46,065	-	24,222	152,239	3.58	164	31.12.2041
553	1,216	2,767	6,542	16,133	3,470	17,245	36,848	17,290	1,096	45,467	-	19,053	119,754	2.81	129	31.12.2042
197	452	1,075	2,663	6,895	1,528	7,410	15,834	17,290	1,096	44,997	-	14,988	94,205	2.21	102	31.12.2043
0	0	0	1	2	1,517	1,337	2,856	17,290	1,096	10,992	-	6,099	38,333	0.90	41	31.12.2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>	<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) (100% מנכס הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
710,472	908,014	1,207,958	1,686,664	2,495,315	427,586	2,533,061	5,455,962	51,869	322,428	1,017,291	-	1,295,619	8,143,169	217.64	9,992	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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 נשישה ושיקים	עלויות פיתוח ²⁸	עלויות הפעלה	שיתקבלו תמלוגים	שישולמו תמלוגים	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
2,959	3,434	4,012	4,722	5,601	(943)	4,098	8,756	-	(8,756)	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
7,308	8,851	10,811	13,328	16,601	(2,626)	12,294	26,268	-	(26,268)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(296)	(373)	(477)	(616)	(806)	806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(5,383)	(7,099)	(9,477)	(12,823)	(17,608)	3,633	(12,294)	(26,268)	-	26,268	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(1,478)	(2,034)	(2,839)	(4,024)	(5,802)	1,144	(4,098)	(8,756)	-	8,756	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
1,468	2,108	3,076	4,568	6,916	(1,164)	5,060	10,813	-	(10,813)	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
3,627	5,434	8,290	12,896	20,501	(3,243)	15,181	32,439	-	(32,439)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
679	1,062	1,693	2,760	4,606	52	4,098	8,756	-	(8,756)	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
1,917	3,128	5,215	8,905	15,606	(1,631)	12,294	26,268	-	(26,268)	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
3,749	6,382	11,124	19,898	36,617	14,981	45,390	96,988	-	5,406	9,996	-	21,265	133,656	3.22	148	31.12.2036
2,937	5,216	9,506	17,812	34,417	31,706	58,169	124,293	-	64,114	14,915	-	38,470	241,792	5.76	264	31.12.2037
7,184	13,317	25,370	49,805	101,045	32,910	117,841	251,796	-	8,756	16,739	-	52,466	329,758	7.75	356	31.12.2038
7,697	14,887	29,650	60,979	129,903	37,890	147,607	315,399	-	-	18,010	-	63,084	396,494	9.32	428	31.12.2039
5,520	11,140	23,197	49,978	111,791	32,513	126,944	271,247	-	-	10,594	-	53,327	335,168	7.88	362	31.12.2040
3,908	8,230	17,917	40,441	94,981	28,325	108,472	231,778	-	-	6,029	-	44,995	282,802	6.65	305	31.12.2041
3,094	6,799	15,474	36,590	90,233	23,023	99,631	212,887	(17,290)	-	4,718	-	37,901	238,216	5.60	257	31.12.2042
2,219	5,087	12,105	29,986	77,644	19,062	85,073	181,779	(17,290)	-	3,980	-	31,876	200,346	4.71	216	31.12.2043
1,570	3,756	9,343	24,247	65,924	14,873	71,077	151,875	(17,290)	-	36,987	-	32,463	204,035	4.79	220	31.12.2044
1,010	2,521	6,557	17,826	50,889	12,819	56,044	119,752	-	1,096	46,849	-	31,730	199,427	4.69	215	31.12.2045
665	1,733	4,710	13,416	40,214	9,596	43,817	93,627	-	1,096	43,263	-	26,108	164,095	3.86	177	31.12.2046
415	1,128	3,207	9,568	30,116	6,690	32,378	69,184	-	1,096	43,263	-	21,483	135,026	3.17	146	31.12.2047
116	330	980	3,065	10,129	6,777	14,872	31,777	17,290	1,096	43,263	-	17,677	111,103	2.61	120	31.12.2048

²⁸ מאחר שרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות הצפויות (50%) נמוכה מרמת הודאות הנדרשת להפקת העתודות המוכחות (90%), נדחה מועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות הצפויות ביחס למועד ביצוע ההשקעות ההוניות הנדרשות להפקת העתודות המוכחות, בהתאם לפרופיל ההפקה. כך, עלויות פיתוח המצוינות כשליליות בשנים מסוימות בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות צפויות, מצוינות כחיוביות בשנים מאוחרות יותר באותה הטבלה, וזאת ביחס לעלויות הפיתוח בטבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מוכחות. לפרטים אודות סך ההשקעות ההוניות הנדרשות, ראו טבלת נתוני תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (עתודות מוכחות 1P) + עתודות צפויות.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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 ²⁸	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
31	92	286	936	3,247	4,852	7,125	15,224	17,290	1,096	43,263	-	14,545	91,418	2.15	99	31.12.2049
19	57	187	640	2,333	4,284	5,821	12,438	17,290	1,096	28,842	-	11,289	70,955	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
50,935	95,188	189,917	404,906	925,098	276,328	1,056,893	2,258,319	-	6,577	370,712	-	498,681	3,134,289	73.81	3,389	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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
54,739	55,916	57,173	58,518	59,963	14,576	45,736	120,275	-	87,650	40,542	-	47,012	295,479	9.52	437	31.12.2024
79,433	84,669	90,507	97,048	104,417	11,212	84,535	200,164	-	51,069	46,432	-	56,321	353,986	11.43	525	31.12.2025
81,385	90,521	101,161	113,638	128,379	12,331	122,589	263,299	-	40,947	45,681	-	66,209	416,137	13.09	601	31.12.2026
87,389	101,426	118,499	139,453	165,421	15,825	159,442	340,687	-	12,045	47,775	-	75,780	476,287	14.39	661	31.12.2027
78,224	94,736	115,714	142,660	177,686	25,905	179,099	382,690	-	882	49,043	-	81,855	514,469	15.10	693	31.12.2028
65,589	82,887	105,844	136,705	178,783	28,105	181,999	388,887	-	901	50,541	-	83,314	523,644	15.10	693	31.12.2029
50,054	66,006	88,118	119,230	163,725	31,433	171,681	366,839	-	27,189	52,820	-	84,548	531,396	15.10	693	31.12.2030
48,422	66,630	92,995	131,821	190,065	33,263	196,462	419,791	-	9,697	53,846	-	91,451	574,786	15.10	693	31.12.2031
42,547	61,090	89,139	132,372	200,403	33,452	205,723	439,578	-	962	54,943	-	93,750	589,233	15.10	693	31.12.2032
35,932	53,837	82,125	127,764	203,099	35,109	209,552	447,760	-	983	55,961	-	95,495	600,198	15.10	693	31.12.2033
29,914	46,768	74,586	121,560	202,899	35,875	210,049	448,823	-	1,005	61,456	-	96,739	608,023	15.10	693	31.12.2034
24,680	40,263	67,130	114,618	200,877	41,472	213,194	455,544	-	1,027	62,571	-	98,226	617,368	15.10	693	31.12.2035
20,166	34,328	59,837	107,031	196,959	45,927	213,666	456,552	-	6,456	63,771	-	99,671	626,451	15.10	693	31.12.2036
13,576	24,116	43,946	82,351	159,119	55,446	188,753	403,318	-	65,186	64,874	-	100,920	634,299	15.10	693	31.12.2037
13,973	25,900	49,343	96,867	196,527	50,523	217,330	464,381	-	9,852	66,063	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2038
11,913	23,042	45,894	94,386	201,068	50,641	221,428	473,137	-	1,096	66,063	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2039
8,113	16,375	34,096	73,461	164,317	40,952	180,575	385,843	-	1,096	57,642	-	84,119	528,701	12.42	570	31.12.2040
5,470	11,520	25,078	56,605	132,944	33,378	146,313	312,634	-	1,096	52,094	-	69,217	435,041	10.22	469	31.12.2041
3,647	8,015	18,241	43,132	106,366	26,493	116,876	249,734	-	1,096	50,185	-	56,955	357,970	8.41	386	31.12.2042
2,416	5,539	13,180	32,649	84,540	20,591	92,483	197,613	-	1,096	48,977	-	46,864	294,551	6.92	318	31.12.2043
1,570	3,756	9,343	24,248	65,926	16,390	72,414	154,730	-	1,096	47,979	-	38,562	242,367	5.70	261	31.12.2044
1,010	2,521	6,557	17,826	50,889	12,819	56,044	119,752	-	1,096	46,849	-	31,730	199,427	4.69	215	31.12.2045
665	1,733	4,710	13,416	40,214	9,596	43,817	93,627	-	1,096	43,263	-	26,108	164,095	3.86	177	31.12.2046
415	1,128	3,207	9,568	30,116	6,690	32,378	69,184	-	1,096	43,263	-	21,483	135,026	3.17	146	31.12.2047
116	330	980	3,065	10,129	6,777	14,872	31,777	17,290	1,096	43,263	-	17,677	111,103	2.61	120	31.12.2048
31	92	286	936	3,247	4,852	7,125	15,224	17,290	1,096	43,263	-	14,545	91,418	2.15	99	31.12.2049
19	57	187	640	2,333	4,284	5,821	12,438	17,290	1,096	28,842	-	11,289	70,955	1.67	77	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%</u>	<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>	<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</u>	<u>עד ליום</u>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
761,406	1,003,202	1,397,875	2,091,570	3,420,412	703,914	3,589,954	7,714,281	51,869	329,005	1,388,003	-	1,794,300	11,277,458	291.45	13,380	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהון 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) (מנכס הנפט)	מכירת קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
5,137	6,774	9,043	12,236	16,802	(2,828)	12,294	26,268	-	(26,268)	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
1,273	1,752	2,445	3,465	4,997	(338)	4,098	8,756	-	(8,756)	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(171)	(246)	(358)	(532)	(806)	806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(143)	(214)	(326)	(507)	(806)	806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(119)	(186)	(296)	(483)	(806)	806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(99)	(161)	(269)	(460)	(806)	806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
272	462	806	1,441	2,653	224	2,530	5,406	-	(5,406)	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
1,988	3,532	6,436	12,061	23,304	(3,136)	17,742	37,910	-	(37,845)	(64)	-	-	-	-	-	31.12.2037
(618)	(1,145)	(2,182)	(4,283)	(8,690)	2,972	(5,030)	(10,749)	-	10,813	(64)	-	-	-	-	-	31.12.2038
(500)	(967)	(1,927)	(3,963)	(8,442)	2,723	(5,030)	(10,749)	-	10,813	(64)	-	-	-	-	-	31.12.2039
597	1,204	2,508	5,403	12,084	15,764	24,498	52,346	-	35,025	8,344	-	18,110	113,825	2.68	123	31.12.2040
2,711	5,709	12,428	28,051	65,882	19,540	75,146	160,567	-	-	13,905	-	33,012	207,484	4.88	224	31.12.2041
2,295	5,044	11,478	27,142	66,933	19,597	76,120	162,650	-	-	9,821	-	32,633	205,105	4.82	221	31.12.2042
1,890	4,334	10,312	25,544	66,142	20,983	76,644	163,770	-	5,406	(1,920)	-	31,646	198,903	4.67	215	31.12.2043
1,368	3,273	8,141	21,128	57,442	21,467	69,416	148,325	-	16,219	(4,716)	-	30,241	190,070	4.47	205	31.12.2044
1,272	3,175	8,256	22,447	64,082	18,143	72,333	154,558	-	-	(3,586)	-	28,565	179,538	4.22	194	31.12.2045
969	2,525	6,866	19,556	58,618	16,544	66,120	141,282	-	-	-	-	26,732	168,014	3.95	181	31.12.2046
752	2,044	5,811	17,339	54,571	15,222	61,397	131,191	-	-	-	-	24,823	156,014	3.67	168	31.12.2047
707	2,005	5,959	18,627	61,557	12,036	64,740	138,333	(17,290)	-	-	-	22,902	143,945	3.38	155	31.12.2048
547	1,618	5,027	16,463	57,128	11,163	60,076	128,367	(17,290)	-	-	-	21,017	132,094	3.10	143	31.12.2049
385	1,189	3,862	13,250	48,278	9,129	50,501	107,908	(17,290)	-	14,421	-	19,874	124,914	2.94	135	31.12.2050
276	888	3,016	10,841	41,472	11,716	46,790	99,978	-	1,096	43,263	-	27,310	171,648	4.03	185	31.12.2051
189	637	2,260	8,508	34,178	9,515	38,437	82,130	-	1,096	43,263	-	23,933	150,422	3.53	162	31.12.2052
128	450	1,671	6,590	27,796	7,576	31,117	66,489	-	1,096	43,263	-	20,974	131,822	3.10	142	31.12.2053
85	311	1,207	4,989	22,094	5,985	24,701	52,781	-	1,096	43,263	-	18,380	115,520	2.71	125	31.12.2054

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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 קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
21	80	324	1,404	6,528	5,963	10,988	23,479	17,290	1,096	43,263	-	16,107	101,235	2.38	109	31.12.2055
6	25	105	474	2,316	4,574	6,061	12,951	17,290	1,096	43,263	-	14,115	88,715	2.08	96	31.12.2056
(4)	(17)	(74)	(354)	(1,814)	3,045	1,083	2,314	17,290	1,096	10,816	-	5,963	37,479	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
21,213	44,096	102,528	266,379	772,690	230,803	882,772	1,886,265	-	7,673	306,471	-	416,337	2,616,746	61.50	2,823	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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
54,739	55,916	57,173	58,518	59,963	14,576	45,736	120,275	-	87,650	40,542	-	47,012	295,479	9.52	437	31.12.2024
79,433	84,669	90,507	97,048	104,417	11,212	84,535	200,164	-	51,069	46,432	-	56,321	353,986	11.43	525	31.12.2025
81,385	90,521	101,161	113,638	128,379	12,331	122,589	263,299	-	40,947	45,681	-	66,209	416,137	13.09	601	31.12.2026
87,389	101,426	118,499	139,453	165,421	15,825	159,442	340,687	-	12,045	47,775	-	75,780	476,287	14.39	661	31.12.2027
78,224	94,736	115,714	142,660	177,686	25,905	179,099	382,690	-	882	49,043	-	81,855	514,469	15.10	693	31.12.2028
65,589	82,887	105,844	136,705	178,783	28,105	181,999	388,887	-	901	50,541	-	83,314	523,644	15.10	693	31.12.2029
55,191	72,779	97,161	131,466	180,528	28,605	183,974	393,107	-	921	52,820	-	84,548	531,396	15.10	693	31.12.2030
49,695	68,382	95,439	135,286	195,062	32,925	200,560	428,547	-	941	53,846	-	91,451	574,786	15.10	693	31.12.2031
42,375	60,845	88,780	131,840	199,598	34,258	205,723	439,578	-	962	54,943	-	93,750	589,233	15.10	693	31.12.2032
35,790	53,623	81,800	127,258	202,294	35,914	209,552	447,760	-	983	55,961	-	95,495	600,198	15.10	693	31.12.2033
29,795	46,583	74,290	121,078	202,093	36,681	210,049	448,823	-	1,005	61,456	-	96,739	608,023	15.10	693	31.12.2034
24,581	40,101	66,860	114,158	200,071	42,278	213,194	455,544	-	1,027	62,571	-	98,226	617,368	15.10	693	31.12.2035
20,437	34,791	60,643	108,473	199,612	46,150	216,197	461,959	-	1,049	63,771	-	99,671	626,451	15.10	693	31.12.2036
15,564	27,648	50,382	94,411	182,423	52,310	206,495	441,228	-	27,341	64,810	-	100,920	634,299	15.10	693	31.12.2037
13,355	24,755	47,161	92,584	187,837	53,495	212,300	453,632	-	20,665	65,999	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2038
11,413	22,075	43,967	90,423	192,626	53,364	216,398	462,388	-	11,909	65,999	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2039
8,710	17,579	36,604	78,864	176,401	56,715	205,073	438,189	-	36,121	65,986	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2040
8,181	17,229	37,506	84,656	198,825	52,918	221,458	473,201	-	1,096	65,999	-	102,229	642,525	15.10	693	31.12.2041
5,942	13,058	29,719	70,274	173,300	46,089	192,996	412,385	-	1,096	60,006	-	89,588	563,075	13.23	608	31.12.2042
4,306	9,873	23,491	58,193	150,682	41,574	169,127	361,383	-	6,503	47,057	-	78,511	493,454	11.60	532	31.12.2043
2,938	7,029	17,484	45,376	123,368	37,857	141,830	303,055	-	17,316	43,263	-	68,803	432,437	10.16	467	31.12.2044
2,281	5,696	14,813	40,273	114,971	30,962	128,377	274,310	-	1,096	43,263	-	60,295	378,964	8.91	409	31.12.2045
1,634	4,258	11,576	32,972	98,832	26,139	109,937	234,909	-	1,096	43,263	-	52,840	332,108	7.80	358	31.12.2046
1,167	3,173	9,018	26,907	84,687	21,912	93,775	200,375	-	1,096	43,263	-	46,306	291,040	6.84	314	31.12.2047
823	2,335	6,939	21,692	71,685	18,813	79,611	170,110	-	1,096	43,263	-	40,579	255,048	5.99	275	31.12.2048
578	1,710	5,313	17,399	60,375	16,015	67,200	143,591	-	1,096	43,263	-	35,562	223,512	5.25	241	31.12.2049
404	1,247	4,049	13,891	50,611	13,413	56,322	120,346	-	1,096	43,263	-	31,164	195,869	4.60	211	31.12.2050
276	888	3,016	10,841	41,472	11,716	46,790	99,978	-	1,096	43,263	-	27,310	171,648	4.03	185	31.12.2051
189	637	2,260	8,508	34,178	9,515	38,437	82,130	-	1,096	43,263	-	23,933	150,422	3.53	162	31.12.2052
128	450	1,671	6,590	27,796	7,576	31,117	66,489	-	1,096	43,263	-	20,974	131,822	3.10	142	31.12.2053
85	311	1,207	4,989	22,094	5,985	24,701	52,781	-	1,096	43,263	-	18,380	115,520	2.71	125	31.12.2054
21	80	324	1,404	6,528	5,963	10,988	23,479	17,290	1,096	43,263	-	16,107	101,235	2.38	109	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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
6	25	105	474	2,316	4,574	6,061	12,951	17,290	1,096	43,263	-	14,115	88,715	2.08	96	31.12.2056
(4)	(17)	(74)	(354)	(1,814)	3,045	1,083	2,314	17,290	1,096	10,816	-	5,963	37,479	0.88	40	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
782,619	1,047,297	1,500,403	2,357,948	4,193,102	934,718	4,472,726	9,600,546	51,869	336,678	1,694,474	-	2,210,637	13,894,204	352.95	16,204	סה"כ

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות והערכות שונות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, קצב ומשך מכירת הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים והתיקון להסכם הייצוא, קבלת החלטות השקעה סופיות על-ידי שותפי תמור לשיעור מערכות ההולכה לייצוא, השלמת פרויקט ההרחבה, לרבות ביצוע הצינור השלישי, שדרוג המדחסים וכן שדרוג מערכות ההולכה לייצוא, אשר לגביהם אין ודאות כי יתממשו במועד, כולם או חלקם. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מהנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות ששררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו; החלטת גורמים רגולטוריים, התקשרות בהסכמים עם צדדים שלישיים, שינויים בתוכניות המפעילה, שינויים בזמינות נתני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפרוייקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.23 לפרק א' לדוח התקופתי. עוד יצוין, כי שיעורי התאמות המחירים במועדי התאמות המחירים כפי שנקבעו בהסכם עם חברת החשמל ובהסכם הייצוא למצרים והתיקון לו עשויים להיות שונים מהותית מהערכת החברה, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

3.4. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2023 (באלפי דולר) לפרמטרים העיקריים המרכיבים אותו (מחיר הגז וכמות מכירות הגז)²⁹, אשר בוצע על-ידי

החברה

א. ניתוח רגישות למחיר הגז

גידול במחיר הגז בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
790,276	1,009,277	1,342,162	2,775,229	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
55,738	104,812	210,184	1,033,063	עתודות צפויות (Probable Reserves)
846,014	1,114,089	1,552,346	3,808,292	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
22,848	48,053	112,796	862,827	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
868,862	1,162,142	1,665,141	4,671,119	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
630,573	806,679	1,073,702	2,215,324	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
46,135	85,571	169,670	817,265	עתודות צפויות (Probable Reserves)
676,707	892,250	1,243,372	3,032,589	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
19,577	40,135	92,247	682,250	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
696,284	932,385	1,335,619	3,714,839	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

²⁹ 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 בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
830,150	1,059,887	1,409,253	2,915,204	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
58,139	109,625	220,317	1,087,045	עתודות צפויות (Probable Reserves)
888,289	1,169,512	1,629,570	4,002,249	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
23,666	50,032	117,930	907,896	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
911,955	1,219,545	1,747,500	4,910,145	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
590,563	755,942	1,006,471	2,074,813	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
43,747	80,791	159,619	763,864	עתודות צפויות (Probable Reserves)
634,310	836,733	1,166,090	2,838,676	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,758	38,151	87,090	636,614	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
653,068	874,884	1,253,180	3,475,290	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
870,008	1,110,483	1,476,331	3,055,167	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
60,541	114,437	230,450	1,141,028	עתודות צפויות (Probable Reserves)
930,548	1,224,920	1,706,781	4,196,195	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
24,484	52,011	123,064	952,965	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
955,032	1,276,932	1,829,845	5,149,159	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
550,510	705,162	939,195	1,934,216	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
41,362	76,018	149,579	710,480	עתודות צפויות (Probable Reserves)
591,872	781,180	1,088,775	2,644,696	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,938	36,161	81,905	590,322	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
609,810	817,341	1,170,680	3,235,018	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
782,586	989,862	1,296,940	2,535,379	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
61,946	114,356	222,213	977,051	עתודות צפויות (Probable Reserves)
844,532	1,104,219	1,519,154	3,512,430	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
26,209	54,613	123,849	804,843	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
870,741	1,158,831	1,643,002	4,317,273	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
630,580	806,688	1,073,713	2,215,345	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
46,135	85,572	169,672	817,273	עתודות צפויות (Probable Reserves)
676,715	892,259	1,243,385	3,032,618	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
19,577	40,135	92,248	682,255	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
696,292	932,395	1,335,633	3,714,873	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
816,885	1,028,784	1,340,220	2,574,997	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
65,795	119,226	226,252	935,065	עתודות צפויות (Probable Reserves)
882,680	1,148,011	1,566,472	3,510,062	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
30,165	62,138	137,550	823,887	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
912,845	1,210,149	1,704,022	4,333,948	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
590,573	755,955	1,006,488	2,074,843	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
43,748	80,793	159,622	763,875	עתודות צפויות (Probable Reserves)
634,321	836,748	1,166,110	2,838,718	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,758	38,151	87,091	636,621	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
653,079	874,899	1,253,200	3,475,339	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
844,554	1,056,075	1,362,570	2,540,886	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
74,468	132,677	246,317	961,579	עתודות צפויות (Probable Reserves)
919,021	1,188,751	1,608,887	3,502,465	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
34,812	70,544	152,116	844,420	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
953,833	1,259,295	1,761,003	4,346,885	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
550,523	705,179	939,217	1,934,256	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
41,363	76,020	149,583	710,495	עתודות צפויות (Probable Reserves)
591,886	781,199	1,088,800	2,644,751	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,938	36,161	81,907	590,332	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
609,825	817,360	1,170,706	3,235,083	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

3.5. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2023 (באלפי דולר) למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (תעריף ייצור החשמל ומדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI)³⁰) אשר בוצע על-ידי החברה³¹

א. ניתוח רגישות לתחזית תעריף ייצור החשמל

גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל 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)	2,521,234	1,223,823	921,012	721,391
עתודות צפויות (Probable Reserves)	925,098	189,917	95,188	50,935
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,446,332	1,413,740	1,016,199	772,325
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	772,690	102,528	44,096	21,213
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,219,022	1,516,268	1,060,295	793,538

קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל 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)	2,447,683	1,184,788	890,769	697,151
עתודות צפויות (Probable Reserves)	920,496	188,954	94,706	50,682
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,368,180	1,373,742	985,475	747,833
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	769,644	102,181	43,962	21,158
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,137,824	1,475,923	1,029,436	768,991

³⁰ עלויות התפעול בתזרים מותאמות אף הן ל-CPI.

³¹ 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
710,068	907,445	1,207,089	2,492,528	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
51,053	95,393	190,261	925,504	עתודות צפויות (Probable Reserves)
761,121	1,002,839	1,397,350	3,418,032	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
21,257	44,185	102,695	772,414	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
782,378	1,047,023	1,500,045	4,190,447	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
711,063	908,894	1,209,360	2,499,891	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
50,901	95,152	189,929	926,562	עתודות צפויות (Probable Reserves)
761,964	1,004,045	1,399,289	3,426,453	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
21,199	44,078	102,544	774,533	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
783,163	1,048,124	1,501,833	4,200,985	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

3.6. ניתוח רגישות של התזרים המהוון ליום 31.12.2023 (באלפי דולר) למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות לחיוב (Take or Pay) ולכמויות אותן התחייבו הלקוחות לצרוך ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "הכמויות המינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה החברה, אשר בוצע על-ידי החברה³²

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)	2,560,184	1,251,039	941,172	736,237
עתודות צפויות (Probable Reserves)	934,412	205,087	104,498	56,335
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,494,596	1,456,127	1,045,670	792,571
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	811,841	118,394	51,457	24,551
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,306,437	1,574,521	1,097,127	817,122

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)	2,339,095	1,150,636	869,771	683,475
עתודות צפויות (Probable Reserves)	817,276	169,672	85,572	46,135
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,156,371	1,320,308	955,343	729,610
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	682,221	92,245	40,134	19,577
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,838,593	1,412,553	995,477	749,187

³² בניתוח הרגישות נלקחו בחשבון כמויות Take or Pay שנקבעו בתיקון להסכם הייצוא.

3.7. ניתוח רגישות של התזרים המהווך ליום 31.12.2023 (באלפי דולר) למחיר הברנט, אשר בוצע על-ידי החברה

גידול בתחזית מחיר הברנט בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
730,962	934,705	1,244,170	2,572,747	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
51,856	96,993	193,631	943,984	עתודות צפויות (Probable Reserves)
782,818	1,031,698	1,437,801	3,516,731	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
21,474	44,728	104,168	787,091	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
804,292	1,076,426	1,541,969	4,303,822	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בתחזית מחיר הברנט בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	קטגוריה
686,292	875,777	1,162,803	2,388,959	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
48,520	90,348	179,724	870,763	עתודות צפויות (Probable Reserves)
734,812	966,125	1,342,526	3,259,722	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
20,389	42,102	97,355	727,282	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
755,201	1,008,227	1,439,881	3,987,004	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

הנפט

ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם ביחס לכמות העתודות הינם:

1. גידול של כ-565 BCF בכמות העתודות מסוג 2P בנכס הנפט, לעומת הכמות האמורה נכון ליום 31.12.2022 (קרי, לפני ההפקה כמפורט בסעיף 5 להלן). הגידול האמור נובע מגידול ב-Recovery Factor³³ של המאגר, כתוצאה מהערכה מחדש שביצעה NSAI לאור ביצועי המאגר במהלך 10 שנות הפקה המצדיקים הערכה כאמור.
2. הפקה של כ-321.7 BCF גז טבעי וכ-349 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה בשנת 2023.

5. **נתוני הפקה**

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לחברה בשנים 2021-2023:

גז טבעי³⁴

שנת 2023 ³⁵	שנת 2022	שנת 2021	
322,344 ³⁶	362,001	305,855	סה"כ תפוקה (100% בתקופה (ב- MMCF)
53,993	60,635	51,231	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב- MMCF)
5.05	4.88	4.58	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
0.54	0.54	0.50	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
0.25	0.24	0.22	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
0.68	0.52	0.50	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) ³⁷
3.58	3.58	3.36	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
3.2	3.6	2.9	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-0%) ³⁸

³³ Recovery Factor הוא היחס בין כמות הגז ברת הפקה במאגר לכלל הגז במאגר. לפירוט ה-Recovery Factor ראו עמודים 27 ו-28 בדוח NSAI.

³⁴ 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.

³⁵ נתוני ההפקה לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

³⁶ לפרטים בדבר הפסקת הפקת הגז ממאגר תמר בעקבות מלחמת "חרבות 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.

³⁷ עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי למצרים, הנגזרות באופן ישיר מכמות הגז שיוצאה למצרים בסך של כ-9.4 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2023, בסך של כ-6.6 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2022 ובסך של כ-2.2 מיליון דולר ארה"ב בשנת 2021 (חלק החברה).

³⁸ שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח.

שנת 2023 ⁴⁰	שנת 2022	שנת 2021	
421 ⁴¹	467	403	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (באלפי חביות)
70.5	78.3	67.5	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)
68	82.5	60.4	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
7.3	9.1	6.6	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
3.2	4.0	2.9	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
3.7	2.8	2.7	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
53.8	66.6	48.2	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
3.2	3.6	2.9	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ⁴²

6. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות ותזרים של החברה מפרויקט תמר נכון ליום 31.12.2023, שהוכן על ידי NSAI, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

7. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 25 בפברואר 2024;
- (2) ציון שם התאגיד: תמר פטרוליום בע"מ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: ברק משרקי, מנכ"ל ודירקטור;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System(2018)

³⁹ 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.

⁴⁰ נתוני ההפקה לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

⁴¹ ראו הערת שוליים מס' 36 לעיל.

⁴² כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

- Petroleum 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.

ברק משרקי, מנכ"ל ודירקטור

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

25.00%	Chevron Mediterranean Limited
28.75%	ישראלקו 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%	אורסט תשתיות, שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

תמר פטרוליום בע"מ

ע"י ברק משרקי, מנכ"ל ודירקטור

ואפרת חוזה-אזרד, יועצת משפטית וסמנכ"ל

נספח א'

**דוח עתודות ותזרים של החברה נכון ליום
31.12.2023, שהוכן על-ידי NSAI
והסכמת NSAI להכללתו בדוח זה**

February 23, 2024

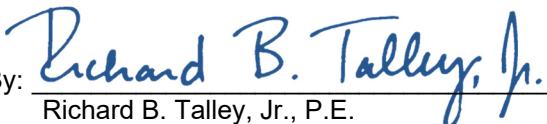
Tamar Petroleum Ltd.
11 Galgalei Haplada Street
Herzliya 4672211
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Tamar Petroleum Ltd. to use our report dated February 23, 2024, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2023, to the 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.
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, 2023

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

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

February 23, 2024

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, 2023, 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, 2023, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,685.9	1,287.4	10.0	1.7
Probable	2,606.7	436.6	3.4	0.6
Proved + Probable (2P)	10,292.6	1,724.0	13.4	2.2
Possible	2,171.7	363.8	2.8	0.5
Proved + Probable + Possible (3P)	12,464.3	2,087.8	16.2	2.7

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, 2023, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	2,495.3	1,686.7	1,208.0	908.0	710.5
Probable	925.1	404.9	189.9	95.2	50.9
Proved + Probable (2P)	3,420.4	2,091.6	1,397.9	1,003.2	761.4
Possible	772.7	266.4	102.5	44.1	21.2
Proved + Probable + Possible (3P)	4,193.1	2,357.9	1,500.4	1,047.3	782.6

Totals may not add because of rounding.

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

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

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the February 21, 2024, exchange rate was 3.68 New Israeli Shekels per United States dollar.

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

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 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, 2038, 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. As requested, operating costs are escalated for inflation on January 1 of each year through December 31, 2038,

February 23, 2024
Page 3 of 4

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, 2026, and then escalated for inflation on January 1 of each year to the date of expenditure or until December 31, 2038; the escalation rates have been specified by 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 analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify,

February 23, 2024
Page 4 of 4

categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analyses are summarized in Tables VII and VIII. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2023, by Mr. Barak Mashraki, Chief Executive Officer and Director 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.
Chief Executive Officer

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

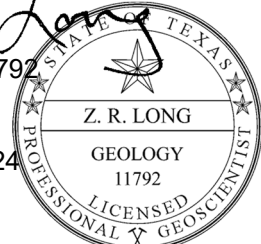
Date Signed: February 23, 2024

JRC:MDK



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

Date Signed: February 23, 2024



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

Preamble

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

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

1.0 Basic Principles and Definitions

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

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

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

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

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

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

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

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

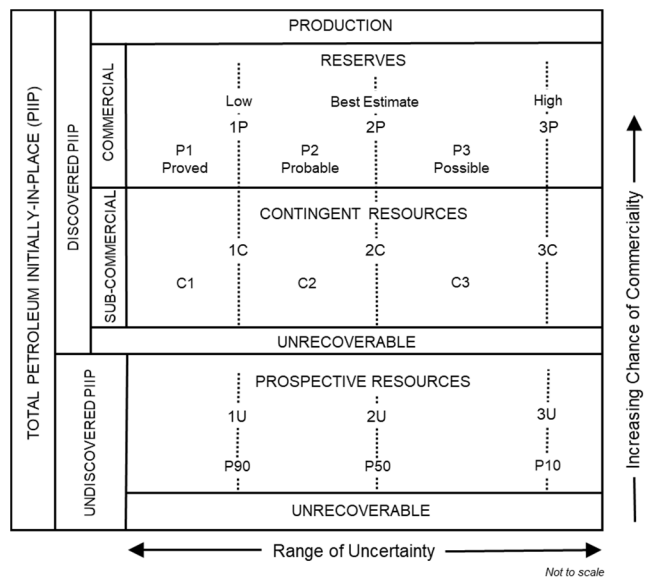


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

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

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

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

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

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

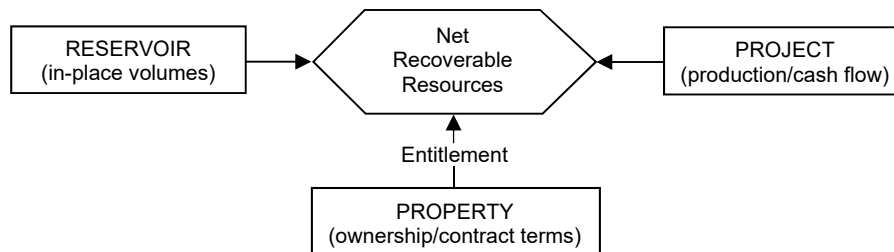


Figure 1.2—Resources evaluation

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

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

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

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

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, 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, 2023

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\$)				
12-31-2024	295.5	32.7	-	14.3	47.0	87.6	-	40.5	120.3
12-31-2025	354.0	39.2	-	17.2	56.3	51.1	-	46.4	200.2
12-31-2026	416.1	46.0	-	20.2	66.2	40.9	-	45.7	263.3
12-31-2027	476.3	52.7	-	23.1	75.8	20.8	-	47.8	331.9
12-31-2028	514.5	56.9	-	25.0	81.9	27.2	-	49.0	356.4
12-31-2029	523.6	57.9	-	25.4	83.3	0.9	-	50.5	388.9
12-31-2030	531.4	58.8	-	25.8	84.5	0.9	-	52.8	393.1
12-31-2031	574.8	63.6	-	27.9	91.5	0.9	-	53.8	428.5
12-31-2032	589.2	65.2	-	28.6	93.7	11.8	-	54.9	428.8
12-31-2033	600.2	66.4	-	29.1	95.5	33.4	-	56.0	415.3
12-31-2034	608.0	67.2	-	29.5	96.7	9.8	-	61.5	440.1
12-31-2035	617.4	68.3	-	29.9	98.2	27.3	-	62.6	429.3
12-31-2036	492.8	54.5	-	23.9	78.4	1.0	-	53.8	359.6
12-31-2037	392.5	43.4	-	19.0	62.4	1.1	-	50.0	279.0
12-31-2038	312.8	34.6	-	15.2	49.8	1.1	-	49.3	212.6
12-31-2039	246.0	27.2	-	11.9	39.1	1.1	-	48.1	157.7
12-31-2040	193.5	21.4	-	9.4	30.8	1.1	-	47.0	114.6
12-31-2041	152.2	16.8	-	7.4	24.2	1.1	-	46.1	80.9
12-31-2042	119.8	13.2	-	5.8	19.1	1.1	17.3	45.5	36.8
12-31-2043	94.2	10.4	-	4.6	15.0	1.1	17.3	45.0	15.8
12-31-2044	38.3	4.2	-	1.9	6.1	1.1	17.3	11.0	2.9
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	8,143.2	900.6	-	395.0	1,295.6	322.4	51.9	1,017.3	5,456.0

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, 2023

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\$)
12-31-2024	38.0	45.7	74.5	23.0	14.6	60.0	58.5	57.2	55.9	54.7
12-31-2025	42.2	84.5	115.6	23.0	11.2	104.4	97.0	90.5	84.7	79.4
12-31-2026	46.6	122.6	140.7	23.0	12.3	128.4	113.6	101.2	90.5	81.4
12-31-2027	46.8	155.3	176.6	23.0	16.8	159.8	134.7	114.5	98.0	84.4
12-31-2028	46.8	166.8	189.6	23.0	28.5	161.1	129.3	104.9	85.9	70.9
12-31-2029	46.8	182.0	206.9	23.0	27.3	179.6	137.3	106.3	83.3	65.9
12-31-2030	46.8	184.0	209.1	23.0	27.8	181.3	132.1	97.6	73.1	55.4
12-31-2031	46.8	200.6	228.0	23.0	32.1	195.9	135.8	95.8	68.7	49.9
12-31-2032	46.8	200.7	228.1	23.0	34.6	193.5	127.8	86.1	59.0	41.1
12-31-2033	46.8	194.4	221.0	23.0	38.4	182.6	114.9	73.8	48.4	32.3
12-31-2034	46.8	206.0	234.1	23.0	35.8	198.3	118.8	72.9	45.7	29.2
12-31-2035	46.8	200.9	228.4	23.0	43.1	185.3	105.7	61.9	37.1	22.8
12-31-2036	46.8	168.3	191.3	23.0	30.9	160.3	87.1	48.7	27.9	16.4
12-31-2037	46.8	130.6	148.4	23.0	23.7	124.7	64.5	34.4	18.9	10.6
12-31-2038	46.8	99.5	113.1	23.0	17.6	95.5	47.1	24.0	12.6	6.8
12-31-2039	46.8	73.8	83.9	23.0	12.8	71.2	33.4	16.2	8.2	4.2
12-31-2040	46.8	53.6	61.0	23.0	8.4	52.5	23.5	10.9	5.2	2.6
12-31-2041	46.8	37.8	43.0	23.0	5.1	38.0	16.2	7.2	3.3	1.6
12-31-2042	46.8	17.2	19.6	23.0	3.5	16.1	6.5	2.8	1.2	0.6
12-31-2043	46.8	7.4	8.4	23.0	1.5	6.9	2.7	1.1	0.5	0.2
12-31-2044	46.8	1.3	1.5	23.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	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		2,533.1	2,922.9		427.6	2,495.3	1,686.7	1,208.0	908.0	710.5

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, 2023

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\$)
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-8.8	-	-	8.8
12-31-2028	-	-	-	-	-	-26.3	-	-	26.3
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	26.3	-	-	-26.3
12-31-2031	-	-	-	-	-	8.8	-	-	-8.8
12-31-2032	-	-	-	-	-	-10.8	-	-	10.8
12-31-2033	-	-	-	-	-	-32.4	-	-	32.4
12-31-2034	-	-	-	-	-	-8.8	-	-	8.8
12-31-2035	-	-	-	-	-	-26.3	-	-	26.3
12-31-2036	133.7	14.8	-	6.5	21.3	5.4	-	10.0	97.0
12-31-2037	241.8	26.7	-	11.7	38.5	64.1	-	14.9	124.3
12-31-2038	329.8	36.5	-	16.0	52.5	8.8	-	16.7	251.8
12-31-2039	396.5	43.9	-	19.2	63.1	-	-	18.0	315.4
12-31-2040	335.2	37.1	-	16.3	53.3	-	-	10.6	271.2
12-31-2041	282.8	31.3	-	13.7	45.0	-	-	6.0	231.8
12-31-2042	238.2	26.3	-	11.6	37.9	0.0	-17.3	4.7	212.9
12-31-2043	200.3	22.2	-	9.7	31.9	0.0	-17.3	4.0	181.8
12-31-2044	204.0	22.6	-	9.9	32.5	0.0	-17.3	37.0	151.9
12-31-2045	199.4	22.1	-	9.7	31.7	1.1	-	46.8	119.8
12-31-2046	164.1	18.1	-	8.0	26.1	1.1	-	43.3	93.6
12-31-2047	135.0	14.9	-	6.5	21.5	1.1	-	43.3	69.2
12-31-2048	111.1	12.3	-	5.4	17.7	1.1	17.3	43.3	31.8
12-31-2049	91.4	10.1	-	4.4	14.5	1.1	17.3	43.3	15.2
12-31-2050	71.0	7.8	-	3.4	11.3	1.1	17.3	28.8	12.4
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	3,134.3	346.7	-	152.0	498.7	6.6	-	370.7	2,258.3

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, 2023

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\$)
12-31-2024	38.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	42.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	46.8	4.1	4.7	23.0	-0.9	5.6	4.7	4.0	3.4	3.0
12-31-2028	46.8	12.3	14.0	23.0	-2.6	16.6	13.3	10.8	8.9	7.3
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	0.8	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3
12-31-2030	46.8	-12.3	-14.0	23.0	3.6	-17.6	-12.8	-9.5	-7.1	-5.4
12-31-2031	46.8	-4.1	-4.7	23.0	1.1	-5.8	-4.0	-2.8	-2.0	-1.5
12-31-2032	46.8	5.1	5.8	23.0	-1.2	6.9	4.6	3.1	2.1	1.5
12-31-2033	46.8	15.2	17.3	23.0	-3.2	20.5	12.9	8.3	5.4	3.6
12-31-2034	46.8	4.1	4.7	23.0	0.1	4.6	2.8	1.7	1.1	0.7
12-31-2035	46.8	12.3	14.0	23.0	-1.6	15.6	8.9	5.2	3.1	1.9
12-31-2036	46.8	45.4	51.6	23.0	15.0	36.6	19.9	11.1	6.4	3.7
12-31-2037	46.8	58.2	66.1	23.0	31.7	34.4	17.8	9.5	5.2	2.9
12-31-2038	46.8	117.8	134.0	23.0	32.9	101.0	49.8	25.4	13.3	7.2
12-31-2039	46.8	147.6	167.8	23.0	37.9	129.9	61.0	29.7	14.9	7.7
12-31-2040	46.8	126.9	144.3	23.0	32.5	111.8	50.0	23.2	11.1	5.5
12-31-2041	46.8	108.5	123.3	23.0	28.3	95.0	40.4	17.9	8.2	3.9
12-31-2042	46.8	99.6	113.3	23.0	23.0	90.2	36.6	15.5	6.8	3.1
12-31-2043	46.8	85.1	96.7	23.0	19.1	77.6	30.0	12.1	5.1	2.2
12-31-2044	46.8	71.1	80.8	23.0	14.9	65.9	24.2	9.3	3.8	1.6
12-31-2045	46.8	56.0	63.7	23.0	12.8	50.9	17.8	6.6	2.5	1.0
12-31-2046	46.8	43.8	49.8	23.0	9.6	40.2	13.4	4.7	1.7	0.7
12-31-2047	46.8	32.4	36.8	23.0	6.7	30.1	9.6	3.2	1.1	0.4
12-31-2048	46.8	14.9	16.9	23.0	6.8	10.1	3.1	1.0	0.3	0.1
12-31-2049	46.8	7.1	8.1	23.0	4.9	3.2	0.9	0.3	0.1	0.0
12-31-2050	46.8	5.8	6.6	23.0	4.3	2.3	0.6	0.2	0.1	0.0
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		1,056.9	1,201.4		276.3	925.1	404.9	189.9	95.2	50.9

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.

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

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

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\$)
12-31-2024	295.5	32.7	-	14.3	47.0	87.6	-	40.5	120.3
12-31-2025	354.0	39.2	-	17.2	56.3	51.1	-	46.4	200.2
12-31-2026	416.1	46.0	-	20.2	66.2	40.9	-	45.7	263.3
12-31-2027	476.3	52.7	-	23.1	75.8	12.0	-	47.8	340.7
12-31-2028	514.5	56.9	-	25.0	81.9	0.9	-	49.0	382.7
12-31-2029	523.6	57.9	-	25.4	83.3	0.9	-	50.5	388.9
12-31-2030	531.4	58.8	-	25.8	84.5	27.2	-	52.8	366.8
12-31-2031	574.8	63.6	-	27.9	91.5	9.7	-	53.8	419.8
12-31-2032	589.2	65.2	-	28.6	93.7	1.0	-	54.9	439.6
12-31-2033	600.2	66.4	-	29.1	95.5	1.0	-	56.0	447.8
12-31-2034	608.0	67.2	-	29.5	96.7	1.0	-	61.5	448.8
12-31-2035	617.4	68.3	-	29.9	98.2	1.0	-	62.6	455.5
12-31-2036	626.5	69.3	-	30.4	99.7	6.5	-	63.8	456.6
12-31-2037	634.3	70.2	-	30.8	100.9	65.2	-	64.9	403.3
12-31-2038	642.5	71.1	-	31.2	102.2	9.9	-	66.1	464.4
12-31-2039	642.5	71.1	-	31.2	102.2	1.1	-	66.1	473.1
12-31-2040	528.7	58.5	-	25.6	84.1	1.1	-	57.6	385.8
12-31-2041	435.0	48.1	-	21.1	69.2	1.1	-	52.1	312.6
12-31-2042	358.0	39.6	-	17.4	57.0	1.1	-	50.2	249.7
12-31-2043	294.6	32.6	-	14.3	46.9	1.1	-	49.0	197.6
12-31-2044	242.4	26.8	-	11.8	38.6	1.1	-	48.0	154.7
12-31-2045	199.4	22.1	-	9.7	31.7	1.1	-	46.8	119.8
12-31-2046	164.1	18.1	-	8.0	26.1	1.1	-	43.3	93.6
12-31-2047	135.0	14.9	-	6.5	21.5	1.1	-	43.3	69.2
12-31-2048	111.1	12.3	-	5.4	17.7	1.1	17.3	43.3	31.8
12-31-2049	91.4	10.1	-	4.4	14.5	1.1	17.3	43.3	15.2
12-31-2050	71.0	7.8	-	3.4	11.3	1.1	17.3	28.8	12.4
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	11,277.5	1,247.3	-	547.0	1,794.3	329.0	51.9	1,388.0	7,714.3

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, 2023

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\$)
12-31-2024	38.0	45.7	74.5	23.0	14.6	60.0	58.5	57.2	55.9	54.7
12-31-2025	42.2	84.5	115.6	23.0	11.2	104.4	97.0	90.5	84.7	79.4
12-31-2026	46.6	122.6	140.7	23.0	12.3	128.4	113.6	101.2	90.5	81.4
12-31-2027	46.8	159.4	181.2	23.0	15.8	165.4	139.5	118.5	101.4	87.4
12-31-2028	46.8	179.1	203.6	23.0	25.9	177.7	142.7	115.7	94.7	78.2
12-31-2029	46.8	182.0	206.9	23.0	28.1	178.8	136.7	105.8	82.9	65.6
12-31-2030	46.8	171.7	195.2	23.0	31.4	163.7	119.2	88.1	66.0	50.1
12-31-2031	46.8	196.5	223.3	23.0	33.3	190.1	131.8	93.0	66.6	48.4
12-31-2032	46.8	205.7	233.9	23.0	33.5	200.4	132.4	89.1	61.1	42.5
12-31-2033	46.8	209.6	238.2	23.0	35.1	203.1	127.8	82.1	53.8	35.9
12-31-2034	46.8	210.0	238.8	23.0	35.9	202.9	121.6	74.6	46.8	29.9
12-31-2035	46.8	213.2	242.3	23.0	41.5	200.9	114.6	67.1	40.3	24.7
12-31-2036	46.8	213.7	242.9	23.0	45.9	197.0	107.0	59.8	34.3	20.2
12-31-2037	46.8	188.8	214.6	23.0	55.4	159.1	82.4	43.9	24.1	13.6
12-31-2038	46.8	217.3	247.1	23.0	50.5	196.5	96.9	49.3	25.9	14.0
12-31-2039	46.8	221.4	251.7	23.0	50.6	201.1	94.4	45.9	23.0	11.9
12-31-2040	46.8	180.6	205.3	23.0	41.0	164.3	73.5	34.1	16.4	8.1
12-31-2041	46.8	146.3	166.3	23.0	33.4	132.9	56.6	25.1	11.5	5.5
12-31-2042	46.8	116.9	132.9	23.0	26.5	106.4	43.1	18.2	8.0	3.6
12-31-2043	46.8	92.5	105.1	23.0	20.6	84.5	32.6	13.2	5.5	2.4
12-31-2044	46.8	72.4	82.3	23.0	16.4	65.9	24.2	9.3	3.8	1.6
12-31-2045	46.8	56.0	63.7	23.0	12.8	50.9	17.8	6.6	2.5	1.0
12-31-2046	46.8	43.8	49.8	23.0	9.6	40.2	13.4	4.7	1.7	0.7
12-31-2047	46.8	32.4	36.8	23.0	6.7	30.1	9.6	3.2	1.1	0.4
12-31-2048	46.8	14.9	16.9	23.0	6.8	10.1	3.1	1.0	0.3	0.1
12-31-2049	46.8	7.1	8.1	23.0	4.9	3.2	0.9	0.3	0.1	0.0
12-31-2050	46.8	5.8	6.6	23.0	4.3	2.3	0.6	0.2	0.1	0.0
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		3,590.0	4,124.3		703.9	3,420.4	2,091.6	1,397.9	1,003.2	761.4

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.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

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\$)
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-26.3	-	-	26.3
12-31-2031	-	-	-	-	-	-8.8	-	-	8.8
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	-	-5.4	-	-	5.4
12-31-2037	-	-	-	-	-	-37.8	-	-0.1	37.9
12-31-2038	-	-	-	-	-	10.8	-	-0.1	-10.7
12-31-2039	-	-	-	-	-	10.8	-	-0.1	-10.7
12-31-2040	113.8	12.6	-	5.5	18.1	35.0	-	8.3	52.3
12-31-2041	207.5	22.9	-	10.1	33.0	-	-	13.9	160.6
12-31-2042	205.1	22.7	-	9.9	32.6	-	-	9.8	162.7
12-31-2043	198.9	22.0	-	9.6	31.6	5.4	-	-1.9	163.8
12-31-2044	190.1	21.0	-	9.2	30.2	16.2	-	-4.7	148.3
12-31-2045	179.5	19.9	-	8.7	28.6	-	-	-3.6	154.6
12-31-2046	168.0	18.6	-	8.1	26.7	-	-	-	141.3
12-31-2047	156.0	17.3	-	7.6	24.8	-	-	-	131.2
12-31-2048	143.9	15.9	-	7.0	22.9	0.0	-17.3	-	138.3
12-31-2049	132.1	14.6	-	6.4	21.0	0.0	-17.3	-	128.4
12-31-2050	124.9	13.8	-	6.1	19.9	0.0	-17.3	14.4	107.9
12-31-2051	171.6	19.0	-	8.3	27.3	1.1	-	43.3	100.0
12-31-2052	150.4	16.6	-	7.3	23.9	1.1	-	43.3	82.1
12-31-2053	131.8	14.6	-	6.4	21.0	1.1	-	43.3	66.5
12-31-2054	115.5	12.8	-	5.6	18.4	1.1	-	43.3	52.8
12-31-2055	101.2	11.2	-	4.9	16.1	1.1	17.3	43.3	23.5
12-31-2056	88.7	9.8	-	4.3	14.1	1.1	17.3	43.3	13.0
12-31-2057	37.5	4.1	-	1.8	6.0	1.1	17.3	10.8	2.3
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2,616.7	289.4	-	126.9	416.3	7.7	-	306.5	1,886.3

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, 2023

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\$)
12-31-2024	38.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	42.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.6	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	12.3	14.0	23.0	-2.8	16.8	12.2	9.0	6.8	5.1
12-31-2031	46.8	4.1	4.7	23.0	-0.3	5.0	3.5	2.4	1.8	1.3
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	0.8	-0.8	-0.5	-0.4	-0.2	-0.2
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	0.8	-0.8	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	0.8	-0.8	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2035	46.8	-	-	23.0	0.8	-0.8	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2036	46.8	2.5	2.9	23.0	0.2	2.7	1.4	0.8	0.5	0.3
12-31-2037	46.8	17.7	20.2	23.0	-3.1	23.3	12.1	6.4	3.5	2.0
12-31-2038	46.8	-5.0	-5.7	23.0	3.0	-8.7	-4.3	-2.2	-1.1	-0.6
12-31-2039	46.8	-5.0	-5.7	23.0	2.7	-8.4	-4.0	-1.9	-1.0	-0.5
12-31-2040	46.8	24.5	27.8	23.0	15.8	12.1	5.4	2.5	1.2	0.6
12-31-2041	46.8	75.1	85.4	23.0	19.5	65.9	28.1	12.4	5.7	2.7
12-31-2042	46.8	76.1	86.5	23.0	19.6	66.9	27.1	11.5	5.0	2.3
12-31-2043	46.8	76.6	87.1	23.0	21.0	66.1	25.5	10.3	4.3	1.9
12-31-2044	46.8	69.4	78.9	23.0	21.5	57.4	21.1	8.1	3.3	1.4
12-31-2045	46.8	72.3	82.2	23.0	18.1	64.1	22.4	8.3	3.2	1.3
12-31-2046	46.8	66.1	75.2	23.0	16.5	58.6	19.6	6.9	2.5	1.0
12-31-2047	46.8	61.4	69.8	23.0	15.2	54.6	17.3	5.8	2.0	0.8
12-31-2048	46.8	64.7	73.6	23.0	12.0	61.6	18.6	6.0	2.0	0.7
12-31-2049	46.8	60.1	68.3	23.0	11.2	57.1	16.5	5.0	1.6	0.5
12-31-2050	46.8	50.5	57.4	23.0	9.1	48.3	13.3	3.9	1.2	0.4
12-31-2051	46.8	46.8	53.2	23.0	11.7	41.5	10.8	3.0	0.9	0.3
12-31-2052	46.8	38.4	43.7	23.0	9.5	34.2	8.5	2.3	0.6	0.2
12-31-2053	46.8	31.1	35.4	23.0	7.6	27.8	6.6	1.7	0.5	0.1
12-31-2054	46.8	24.7	28.1	23.0	6.0	22.1	5.0	1.2	0.3	0.1
12-31-2055	46.8	11.0	12.5	23.0	6.0	6.5	1.4	0.3	0.1	0.0
12-31-2056	46.8	6.1	6.9	23.0	4.6	2.3	0.5	0.1	0.0	0.0
12-31-2057	46.8	1.1	1.2	23.0	3.0	-1.8	-0.4	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		882.8	1,003.5		230.8	772.7	266.4	102.5	44.1	21.2

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.

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

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

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\$)
12-31-2024	295.5	32.7	-	14.3	47.0	87.6	-	40.5	120.3
12-31-2025	354.0	39.2	-	17.2	56.3	51.1	-	46.4	200.2
12-31-2026	416.1	46.0	-	20.2	66.2	40.9	-	45.7	263.3
12-31-2027	476.3	52.7	-	23.1	75.8	12.0	-	47.8	340.7
12-31-2028	514.5	56.9	-	25.0	81.9	0.9	-	49.0	382.7
12-31-2029	523.6	57.9	-	25.4	83.3	0.9	-	50.5	388.9
12-31-2030	531.4	58.8	-	25.8	84.5	0.9	-	52.8	393.1
12-31-2031	574.8	63.6	-	27.9	91.5	0.9	-	53.8	428.5
12-31-2032	589.2	65.2	-	28.6	93.7	1.0	-	54.9	439.6
12-31-2033	600.2	66.4	-	29.1	95.5	1.0	-	56.0	447.8
12-31-2034	608.0	67.2	-	29.5	96.7	1.0	-	61.5	448.8
12-31-2035	617.4	68.3	-	29.9	98.2	1.0	-	62.6	455.5
12-31-2036	626.5	69.3	-	30.4	99.7	1.0	-	63.8	462.0
12-31-2037	634.3	70.2	-	30.8	100.9	27.3	-	64.8	441.2
12-31-2038	642.5	71.1	-	31.2	102.2	20.7	-	66.0	453.6
12-31-2039	642.5	71.1	-	31.2	102.2	11.9	-	66.0	462.4
12-31-2040	642.5	71.1	-	31.2	102.2	36.1	-	66.0	438.2
12-31-2041	642.5	71.1	-	31.2	102.2	1.1	-	66.0	473.2
12-31-2042	563.1	62.3	-	27.3	89.6	1.1	-	60.0	412.4
12-31-2043	493.5	54.6	-	23.9	78.5	6.5	-	47.1	361.4
12-31-2044	432.4	47.8	-	21.0	68.8	17.3	-	43.3	303.1
12-31-2045	379.0	41.9	-	18.4	60.3	1.1	-	43.3	274.3
12-31-2046	332.1	36.7	-	16.1	52.8	1.1	-	43.3	234.9
12-31-2047	291.0	32.2	-	14.1	46.3	1.1	-	43.3	200.4
12-31-2048	255.0	28.2	-	12.4	40.6	1.1	-	43.3	170.1
12-31-2049	223.5	24.7	-	10.8	35.6	1.1	-	43.3	143.6
12-31-2050	195.9	21.7	-	9.5	31.2	1.1	-	43.3	120.3
12-31-2051	171.6	19.0	-	8.3	27.3	1.1	-	43.3	100.0
12-31-2052	150.4	16.6	-	7.3	23.9	1.1	-	43.3	82.1
12-31-2053	131.8	14.6	-	6.4	21.0	1.1	-	43.3	66.5
12-31-2054	115.5	12.8	-	5.6	18.4	1.1	-	43.3	52.8
12-31-2055	101.2	11.2	-	4.9	16.1	1.1	17.3	43.3	23.5
12-31-2056	88.7	9.8	-	4.3	14.1	1.1	17.3	43.3	13.0
12-31-2057	37.5	4.1	-	1.8	6.0	1.1	17.3	10.8	2.3
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	13,894.2	1,536.7	-	673.9	2,210.6	336.7	51.9	1,694.5	9,600.5

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, 2023

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\$)
12-31-2024	38.0	45.7	74.5	23.0	14.6	60.0	58.5	57.2	55.9	54.7
12-31-2025	42.2	84.5	115.6	23.0	11.2	104.4	97.0	90.5	84.7	79.4
12-31-2026	46.6	122.6	140.7	23.0	12.3	128.4	113.6	101.2	90.5	81.4
12-31-2027	46.8	159.4	181.2	23.0	15.8	165.4	139.5	118.5	101.4	87.4
12-31-2028	46.8	179.1	203.6	23.0	25.9	177.7	142.7	115.7	94.7	78.2
12-31-2029	46.8	182.0	206.9	23.0	28.1	178.8	136.7	105.8	82.9	65.6
12-31-2030	46.8	184.0	209.1	23.0	28.6	180.5	131.5	97.2	72.8	55.2
12-31-2031	46.8	200.6	228.0	23.0	32.9	195.1	135.3	95.4	68.4	49.7
12-31-2032	46.8	205.7	233.9	23.0	34.3	199.6	131.8	88.8	60.8	42.4
12-31-2033	46.8	209.6	238.2	23.0	35.9	202.3	127.3	81.8	53.6	35.8
12-31-2034	46.8	210.0	238.8	23.0	36.7	202.1	121.1	74.3	46.6	29.8
12-31-2035	46.8	213.2	242.3	23.0	42.3	200.1	114.2	66.9	40.1	24.6
12-31-2036	46.8	216.2	245.8	23.0	46.2	199.6	108.5	60.6	34.8	20.4
12-31-2037	46.8	206.5	234.7	23.0	52.3	182.4	94.4	50.4	27.6	15.6
12-31-2038	46.8	212.3	241.3	23.0	53.5	187.8	92.6	47.2	24.8	13.4
12-31-2039	46.8	216.4	246.0	23.0	53.4	192.6	90.4	44.0	22.1	11.4
12-31-2040	46.8	205.1	233.1	23.0	56.7	176.4	78.9	36.6	17.6	8.7
12-31-2041	46.8	221.5	251.7	23.0	52.9	198.8	84.7	37.5	17.2	8.2
12-31-2042	46.8	193.0	219.4	23.0	46.1	173.3	70.3	29.7	13.1	5.9
12-31-2043	46.8	169.1	192.3	23.0	41.6	150.7	58.2	23.5	9.9	4.3
12-31-2044	46.8	141.8	161.2	23.0	37.9	123.4	45.4	17.5	7.0	2.9
12-31-2045	46.8	128.4	145.9	23.0	31.0	115.0	40.3	14.8	5.7	2.3
12-31-2046	46.8	109.9	125.0	23.0	26.1	98.8	33.0	11.6	4.3	1.6
12-31-2047	46.8	93.8	106.6	23.0	21.9	84.7	26.9	9.0	3.2	1.2
12-31-2048	46.8	79.6	90.5	23.0	18.8	71.7	21.7	6.9	2.3	0.8
12-31-2049	46.8	67.2	76.4	23.0	16.0	60.4	17.4	5.3	1.7	0.6
12-31-2050	46.8	56.3	64.0	23.0	13.4	50.6	13.9	4.0	1.2	0.4
12-31-2051	46.8	46.8	53.2	23.0	11.7	41.5	10.8	3.0	0.9	0.3
12-31-2052	46.8	38.4	43.7	23.0	9.5	34.2	8.5	2.3	0.6	0.2
12-31-2053	46.8	31.1	35.4	23.0	7.6	27.8	6.6	1.7	0.5	0.1
12-31-2054	46.8	24.7	28.1	23.0	6.0	22.1	5.0	1.2	0.3	0.1
12-31-2055	46.8	11.0	12.5	23.0	6.0	6.5	1.4	0.3	0.1	0.0
12-31-2056	46.8	6.1	6.9	23.0	4.6	2.3	0.5	0.1	0.0	0.0
12-31-2057	46.8	1.1	1.2	23.0	3.0	-1.8	-0.4	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		4,472.7	5,127.8		934.7	4,193.1	2,357.9	1,500.4	1,047.3	782.6

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.

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
TAMAR PETROLEUM LTD. INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Year	Tamar Petroleum Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2023 ⁽²⁾	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
2021	51.6	4.63	0.73	0.50	3.40	2.9

Note: Values in this table have been provided by Tamar Petroleum; these values are based on historical data since January 2021 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 2023 data is representative of unaudited financial data.

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

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽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, 2023

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 high estimate case; the structural character of the B Sand results in a lower average gross thickness in the best and high estimate case relative to the low estimate case.

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