

ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת ("השותפות")

8 במרץ 2023

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 בקשר עם הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 30.6.2022, 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 30.6.2022 כפי שפורסם ביום 2.11.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-132025) (להלן: "דוח העתודות הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31.12.2022 ביחס לחלקה של השותפות בחזקת תמר, כמפורט להלן¹.

1. רקע

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"), הכולל השקעות במערכות ההפקה והטיפול ובמתקן הקבלה (להלן: "השלב הראשון"), הכל כמפורט בסעיף 2.1 להלן. נכון למועד הדוח, פועלים שותפי תמר לקידום תוכניות לקראת קבלת החלטה השקעה לשלב השני של פרויקט ההרחבה, אשר יכלול השקעות נוספות במתקן הקבלה ובשדרוג מערכות ההולכה לייצוא (להלן: "השלב השני"), הכל כמפורט בסעיף 2.2 להלן.

התזרים המהוון המפורט בנספח א' לדוח זה מביא בחשבון את השלב הראשון של פרויקט ההרחבה ואינו מביא בחשבון את השלב השני של פרויקט ההרחבה, זאת מפאת אי הוודאות הקיימת בשלב זה לגבי התקיימות התנאים המוקדמים להוצאתו לפועל. יחד עם זאת, על מנת לשקף את השפעת השלב השני של פרויקט ההרחבה על נתוני התזרים המהוון (חלק השותפות), מוצג בדוח זה להלן ניתוח רגישות שבוצע על ידי השותפות, הכל בהתאם להנחות המפורטות בסעיף 2.2 להלן.

2. שימור, פיתוח והגדלת כושר ההפקה של פרויקט תמר וכן שדרוג מערכות הטיפול ותשתיות ההולכה

2.1 צינור הולכה שלישי - נכון למועד הדוח, יכולת אספקת הגז המרבית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של חברת נתיבי גז טבעי לישראל בע"מ (להלן: "נתג"ז"), עומדת על כ- BCF 1.1 ליום. לשם שימור, פיתוח והגדלת יכולת ההפקה היומית המרבית לכ- BCF 1.2 ליום קיבלו שותפי תמר החלטת השקעה סופית (FID) במסגרתה אושר תקציב של כ- 673 מיליון דולר (100%

1 למיליון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' 136 לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 17.3.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-026586) (להלן: "הדוח התקופתי").

מהפרויקט) לביצוע השקעה בצינור הולכה שלישי מהבארות לפלטפורמת הטיפול וההפקה (להלן: "האסדה"), בתשתיות הימיות, באסדה ובמתקן הקבלה באשדוד, אשר תיפרס עד לשנת 2025 (להלן יחד: "ההשקעה בצינור ההולכה השלישי").

להלן **טבלת סיכום** נתוני התזרים המהוון (חלק השותפות) המביא בחשבון את ההשקעה בצינור ההולכה השלישי (באלפי דולר, לאחר היטל ומס)²:

קטגוריה/רגישות	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 5%	שווי נוכחי בהיוון של 7.5% ³	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,517,500	2,191,571	1,788,330	1,487,548	1,081,456	830,058
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,560,737	587,522	374,744	245,287	113,788	58,985
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,078,237	2,779,093	2,163,074	1,732,835	1,195,244	889,042
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,423,698	381,947	209,152	119,172	43,993	19,448
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,501,935	3,161,040	2,372,227	1,852,007	1,239,236	908,491

לפרטים מלאים אודות נתוני התזרים המהוון, ההנחות בבסיס התזרים וניתוחי הרגישות ראו **נספח א'** לדוח זה.

2.2 הרחבה נוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא - בנוסף לאמור בסעיף 2.1 לעיל, פועלים שותפי תמר לקראת הגדלה נוספת של יכולת ההפקה היומית המרבית לעד כ-1.6 BCF ליום (להלן: "ההרחבה הנוספת"), שלשמה נדרשת השקעה נוספת במתקן הקבלה באשדוד בהיקף כולל משוער של כ-35 מיליון דולר (100% פרויקט).

לצורך ייצוא כמויות הגז הנוספות, שהפקתן ותאפשר לאור ההרחבה הנוספת, נדרש שדרוג של מערכת ההולכה לייצוא. שדרוג מערכת ההולכה לייצוא יכול להתבצע באמצעות השתתפות במימון ושימוש בקיבולות במערכות ההולכה שיוקצו לשותפי תמר בחלופות הבאות (כל אחת מהחלופות תיקרא להלן: "שדרוג מערכת ההולכה לייצוא"): (א) תחנת דחיסה בירדן (הקמה ותפעול על ידי חברת הולכת הגז בירדן (FAJR) בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-330 מיליון דולר); (ב) תחנת דחיסה באזור רמת חובב יחד עם הנחת צינור יבשתי מתחנה זו עד בסמוך למעבר ניצנה (הקמה ותפעול על ידי חברת נתג'ז – נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ); בעלות מוערכת כוללת בהיקף של כ-350 מיליון דולר); (ג) שילוב של המערכות בסעיפים א ו-ב לעיל. הבחירה באיזו מהחלופות לעיל, תושפע מאישורים רגולטוריים הניתנים על-ידי המדינה ומהחלטות של ספקי גז אחרים בנוגע

2 הסכומים בטבלאות המובאות בדוח זה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
3 שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות בדוח זה לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

להשתתפותם בהשקעות במערכות ההולכה. לצורך ניתוח הרגישות המוצג להלן, הונח כי פרויקט תמר יישא בכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בתחנת הדחיסה בירדן ובכשליש מעלות ההשקעה הכוללת בתחנת הדחיסה באזור רמת חובב והצינור הנלווה⁴ (דהיינו חלופה ג' לעיל), באופן שהעלות המוערכת הכוללת של חלקם של שותפי תמר בשדרוג מערכת ההולכה לייצוא כאמור לעיל הינה כ- 280 מיליוני דולר (100% פרויקט).

ההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא כפופים לקבלת החלטת השקעה סופית (FID), אשר להערכת השותפות, צפויה להתקבל במהלך המחצית השנייה של שנת 2023, וזאת לאחר השלמת תכנון הנדסי (FEED) והגעה להסדרים המסחריים הנדרשים בקשר עם ייצוא הגז הטבעי כאמור לעיל.

יצוין כי בימים אלו שותפי תמר פועלים מול לקוח פוטנציאלי במצרים לייצוא כמויות גז נוספות, מול משרד האנרגיה להרחבת היתר הייצוא הנוכחי מתמר, ומול צדדים שלישיים לחתימה על הסכמים בקשר עם שדרוג מערכת ההולכה לייצוא. השלמת פעולות אלה תהווה שיקול מרכזי לקבלת החלטת ההשקעה הסופית כאמור לעיל.

על מנת לשקף את השפעת תרחיש ההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא על נתוני התזרים המהוון (חלק השותפות), מוצג להלן **ניתוח רגישות**, המביא בחשבון את ביצוע ההרחבה הנוספת לרבות שדרוג מערכת ההולכה לייצוא, ובהינתן שהחלטת ההשקעה הסופית (FID) תתקבל במהלך המחצית השנייה של שנת 2023 ושתתאפשר מכירת כמויות נוספות לייצוא בהתאם ליכולת ההפקה המורחבת (היינו יכולת הפקה יומית מרבית של עד כ-1.6 BCF ליום), החל מתחילת שנת 2027 (באלפי דולר, לאחר היטל ומס). בהקשר זה יצוין, כי נכון למועד הדוח שותפי תמר בוחנים את האפשרות של הקדמת ביצוע ההשקעות בשדרוג מערכת ההולכה לייצוא בכשנה באמצעות רכישה מראש של פריטים שזמן אספקתם ארוך (Long Lead Items):

קטגוריה/רגישות	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 5%	שווי נוכחי בהיוון של 7.5% ⁵	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,490,237	2,279,858	1,887,521	1,585,254	1,161,821	889,804
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,500,524	673,710	464,285	325,935	169,863	95,538
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,990,761	2,953,568	2,351,807	1,911,189	1,331,685	985,342
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,529,909	500,588	299,400	184,461	76,643	36,024
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,520,669	3,454,157	2,651,206	2,095,651	1,408,328	1,021,366

⁴ השיעור הינו בהתאם להערכת השותפות את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט תמר בהקצאה בקיבולות מערכות ההולכה הרלוונטיות.
⁵ ראה הערת שוליים 3 לעיל.

ההנחות העיקריות בבסיס תרחיש ההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא אשר נוספו להנחות המצויות בבסיס התזרים המהוון הינן :

- (1) עלייה הדרגתית בכמויות הנמכרות החל מתחילת שנת 2027 עד להיקף שנתי של כ- BCM 15.2 החל משנת 2028 ועד שנת 2038, וירידה הדרגתית במכירות לאחר מכן לכ- BCM 8.4 בשנת 2041 והמשך ירידה הדרגתית עד לשנת 2048, שהינה שנת ההפקה האחרונה (בקטגוריית 2P). מכירות אלו מניחות הרחבה של היתר הייצוא הנוכחי, חתימה על הסכם לייצוא כמויות גז נוספות וייצוא בפועל של גז מתמר בהיקף שנתי כולל של עד כ- BCM 6 (כולל מכוח היתר הייצוא הקיים בהיקף שנתי של כ- BCM 2);
- (2) גידול (נומינאלי) בהשקעות ההוניות (במערכת ההולכה לייצוא ובמתקן הקבלה באשדוד) בהיקף כולל של כ- 315 מיליון דולר בין השנים 2023 עד 2027 (100% פרויקט).

יצוין כי גם אם תתקבל החלטת השקעה סופית (FID) להרחבה הנוספת באופן בו תגדל יכולת ההפקה היומית המרבית לכ- BCF 1.6 ליום, ייתכן כי לא תימכר כל הכמות שניתן יהיה להפיק, שכן אין וודאות שיתקיימו יתר התנאים הנדרשים כמפורט לעיל, לרבות אישורים מצדדים שלישיים הנדרשים לצורך שדרוג מערכת ההולכה לייצוא. במקרה כאמור, מעריכה השותפות כי ניתן יהיה למכור גז בהיקף שנתי גדול יותר מזה המוצג בתזרים המהוון לאחר הנחת צינור ההולכה השלישי כאמור בנספח א' לדוח זה, כאשר היקף המכירות השנתי יושפע מביקושים בשוק, מועד הקדמת מעבר תחנות פחמיות נוספות לגז, הכמויות אשר תהיינה כלולות בהיתרי הייצוא וכו', אולם אין ביכולת השותפות להעריך בשלב זה את ההיקף האמור והשפעתו על נתוני התזרים המהוון.

למען הסר ספק יובהר כי המידע בדבר הערכות השותפות בקשר עם תרחיש ההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא כמתואר לעיל מהווה "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "מידע צופה פני עתיד"), המתבסס על הערכות השותפות ותוכניות העבודה שלה נכון למועד זה, על אומדני Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה" או "שברון") ותוכניותיה נכון למועד זה, על השלמת תכנון הנדסי (FEED), הנחות ביקושים בשוק המקומי ובשווקי הייצוא, הנחות לגבי מחירי וכמויות מכירת הגז, הנחות לגבי חתימה על הסכמים עם צדדים שלישיים, הנחות בקשר עם קבלת אישורים רגולטוריים, וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) על-ידי שותפי תמר לשלב השני של פרויקט ההרחבה. אין כל ודאות כי הערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בשותפות לרבות אי קבלת אישורים רגולטוריים, אי התקשרות בהסכמים עם צדדים שלישיים, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.22 לפרק א' לדוח התקופתי, אשר המידע האמור בו מובא בדרך של הפנייה, התקיימות הגורמים האמורים לעיל, כולם או חלקם, עלולים לגרום לכך כי לא תתקבל החלטת השקעה סופית לשלב השני של פרויקט ההרחבה במועדים המפורטים לעיל, או שתתקבל החלטת השקעה אשר הינה שונה מהותית מהאמור בדוח זה.

נספח א'

דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

נכון ליום 31.12.2022

א. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן: "NSAI" או "מעריך העתודות"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2022 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW⁶), הינן כמפורט להלן:

6 העתודות המצוינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות משאבים המצויים בשטח רישיון 353/ערן". לפרטים ראו סעיף 7.2.1.7 לדוח התקופתי.

קטגוריית עתודות	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ (100%) הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) הנפט (Gross) מאגר תמר SW קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ (100%) הנפט (Gross) מאגר תמר קונדנסט Million Barrels	סה"כ (100%) בנכס (Gross) הנפט (Gross) מאגר תמר גז טבעי BCF	סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁷ בקונדנסט Million Barrels
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	6,921.8	9.0	593.5	0.8	7,515.3	9.8	1,684.8	2.2
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,340.9	3.0	193.1	0.3	2,534.0	3.3	568.1	0.7
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	9,262.7	12.0	786.6	1.0	10,049.3	13.1	2,252.9	2.9
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,121.3	2.8	211.6	0.3	2,332.9	3.0	523.0	0.7
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	11,384.0	14.8	998.2	1.3	12,382.2	16.1	2,775.9	3.6

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).

7 בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצד קשור. התמלוגים האמורים נלקחו לפי שיעורם המלא (קרי: למדינה- 12.5% מסך הכנסות השותפות; לישראל ו- אינק. - תמלוגים בהיקף מצרפי של כ- 9.52% מסך הכנסות השותפות). להערכת השותפות, השיעור האפקטיבי של התמלוגים האמורים (לאחר התאמה בפועל של שווי השוק בפי הבאר) נאמד ב- 11.30% למדינה וכ- 9.09% לישראל ו- אינק. שיעור התמלוגים לישראל ו- אינק. הינו לאחר מועד החזר ההשקעה. לפרטים נוספים בקשר עם התמלוגים לישראל ו- אינק. ראה סעיף 7.2.1.9 לפרק אי - תיאור עסקי התאגיד לדוח התקופתי.

בדוח העתודות ציינה NSAI, כי שלב הבשלות של הפרויקט אליו משתייכות העתודות הינו בהפקה (on production). כן ציינה NSAI בדוח העתודות, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכנית 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, גיאופיזי, 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.

ב. נתוני תזרים מהוון

להלן מובאים נתוני תזרים מהוון הכוללים את ההשקעה בצינור ההולכה השלישי כמפורט לעיל, המבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה השותפות ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות מפרויקט תמר מבוססות על: (i) כושר ההפקה הנוכחי של פרויקט תמר וכן כושר ההפקה החזוי לפני ולאחר ביצוע ההשקעה בצינור ההולכה השלישי (כהגדרת המונח בסעיף 2.1 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; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות גז טבעי שתימכרנה ללקוחות תחת ההסכמים הקיימים שהשותפות הינה צד להם, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy (ראו סעיף 7.4.6 (ב) לדוח התקופתי ודוח מיידי מיום 2.3.2022 (מספר אסמכתא 025336-01-2022) (להלן: "הסכם הייצוא למצרים")), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן עשתה השותפות שימוש לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) (להלן: "מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים ולרבות התיקונים להסכמים עם חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת

החשמל⁸) ועם דליה אנרגיות כח בע"מ (להלן: "דליה")⁹; (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "BDO")¹⁰ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים בשוק המקומי¹¹; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים. הונחו מכירות למצרים ולירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- BCM 40 עד לשנת 2040¹².

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחיר הגז הטבעי הנקובים בהסכמים קיימים, 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 השותפות לגבי מחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על כמויות מכירה מוערכות בשוק המקומי ולייצוא (המושפעות כאמור לעיל מביקושים חזויים והיצע צפוי), ועל סביבת המחירים המוערכת בשוק באותו מועד.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל¹³, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר הברנט¹⁴.

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

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול של כ- 4.2% בשנת 2023, וכ- 2.5% בשנת 2024 וכ- 2.2% לשנה החל משנת 2025;

(2) מחיר הברנט – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹⁵: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, ו-2 חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר (נומינלי) של כ- 89.5 דולר לחבית ברנט בשנת 2023, היורד לכ- 84 דולר לחבית בשנת 2024, ממשיך לרדת עד לכ- 82.6 דולר לחבית בשנת 2027, ועולה בהדרגתיות עד שנת 2037 למחיר של כ- 103.1 דולר לחבית, מחיר שנשאר קבוע עד לתום תקופת התזרים.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת על מתודולוגיית עדכון תעריפי הייצור של רשות החשמל, המושפעים בין היתר, מתחזית מחירי הדלקים לייצור חשמל לרבות גז טבעי

8 לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 7.4.4.6 לפרק א' לדוח התקופתי וכן באור 5.5 לדוחות הכספיים לרבעון השלישי של שנת 2022 שפורסמו ביום 22.11.2022 (מס' אסמכתא 140365-01-2022), המובאים כאן על דרך ההפניה (להלן: "דוחות הרבעון השלישי").

9 לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לדליה ראו סעיף 7.4.4.7 לפרק א' לדוח התקופתי וכן באור 5.5 לדוחות הכספיים לרבעון השלישי. תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל בשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (BCM): 2023 – 13.6; 2024 – 15.5; 2025 – 17.0; 2026 – 18.4; 2027 – 19.4. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע מקצב יישום מדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים ואוטובוסים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לחשמל ולגז טבעי.

11 מאגר כריש החל בהזרמת גז טבעי לשוק המקומי בחודש אוקטובר 2022.
12 הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החוזית בהסכמי הייצוא הקיימים, תימכרנה כמויות גז נוספות בשיעורים דומים ליחס שבין הכמויות בהסכמים הקיימים בשוק המקומי לכמויות בהסכמי הייצוא.

13 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 המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

14 ככלל ההצמדות בתזרים, הן לגבי ההכנסות והן לגבי ההוצאות, הינן עד לשנת 2037.

15 למיטב ידיעת השותפות, 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.

(הכוללים גם עלויות מס פחמן)¹⁶, מעלויות ההון המוכרות לחברת החשמל, משער החליפין של ש"ח לדולר והאינפלציה. בהקשר זה יצוין כי בתחילת שנת 2023 נעשה שינוי מתודולוגי באופן קביעת בסיס תעריף הייצור על-ידי רשות החשמל, אשר כתוצאה ממנו חלה דחיה בעיתוי ההכרה בעלויות ההון המביאה להפחתה בתעריף בטווח הקצר, ועלייה במרכיב ההון בתעריף בטווח הבינוני-ארוך.

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 החשמל¹⁷ ובהסכם הייצוא למצרים¹⁸. במסגרת התזרים הונח כי בהסכם עם חברת החשמל תבוצע הפחתה בשיעור של 5% במחיר של הכמות המינימאלית לחיוב ביום 31.12.2024, וכי תבוצע עלייה בשיעור של 10% במחיר של הכמות ההתחייבות התפעולית ביום 1.7.2028.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי הברנט, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה ופערי השוק. לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.5 לפרק א' לדוח התקופתי;

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על ידי השותפות 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 למצרים¹⁹ 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 לשותפות על-ידי BDO עד לתום שנת 2037, ולאחר מכן נשארות קבועות. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר על ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים;

(ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות הן הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, והן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על ידי השותפות, 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, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתית הולכת גז טבעי²⁰ ועלויות עקיפות המשולמות למפעילה. 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 2037. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכניות הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים;

16 לפרטים ראו סעיף 7.16.6 (ה)5 לפרק א' לדוח התקופתי.
17 ההסכם עם חברת החשמל כולל מנגנונים לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) של הכמות המינימלית לחיוב ביום 31.12.2024 ולעדכון המחיר של כמות ההתחייבות התפעולית ביום 1.7.2028 בהינתן תנאים מסויימים הקבועים בהסכם.
18 הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהינתן תנאים מסויימים הקבועים בהסכם. בתזרים המהווה הונח כי לא תבוצענה התאמות מחיר במועדים האמורים.
19 בהתחשב, בין היתר, במערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים כמפורט בסעיף 7.4.6 (ד) לפרק א' לדוח התקופתי.
20 על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים, לפרטים ראו סעיף 7.5.2 לדוח התקופתי. בתזרים המהווה הונח כי מערכת ההולכה של נתג'ז במקטע הימי אשדוד-אשקלון תושלם במהלך הרבעון הראשון של שנת 2024. לפרטים אודות הודעת נתג'ז על עיכוב במועד השלמת הפרויקט האמור ראו דוח מיידי מיום 27.2.2023 (מסי' אסמכתא 2023-01-021174), אשר הפרטים בו כלולים בזאת בדרך של הפניה.

- (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על מומחה חיצוני 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;
- (ו) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.
- (ז) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה יעמוד על 11.3%²¹ מכלל הכנסות השותפות, ובהתאם השיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצד קשור יעמוד על כ-9.09% (ביחס לאחזקותיה הישירות של השותפות בפרויקט תמר). השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים בנושא התמלוג למדינה ראו סעיפים 7.2.1.10 ו-7.16.4 לדוח התקופתי.
- (ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר חל על השותפות 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 השותפות בהתבסס, בין היתר, על יועציה המשפטיים. יצוין, כי 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 דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ערעור הקבועים בחוק. 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 תקבולי המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי; בהמשך לאמור בביאור n.5 לדוחות הכספיים של השותפות לרבעון השלישי, המובאים כאן על דרך ההפנייה, אודות שומה לפי מיטב השפיטה לשנת 2020, עליה הוגשה השגה על-ידי שותפי תמר, בחודש ינואר 2023 דחה פקיד השומה את ההשגה האמורה ובהתאם הוציא שומת היטל רווחי נפט בצו לשנת המס 2020 למיזם תמר, כאשר חלקה של השותפות בשומה הסתכם לסך של כ-31 מיליון דולר (כולל ריבית והצמדה). בחודש פברואר 2023 הגישו שותפי תמר הודעת ערעור לבית המשפט המחוזי בת"א על השומה האמורה ושילמו 75% מסכום השומה (חלקה של השותפות: כ-23 מיליון דולר (כולל ריבית והצמדה)). מובהר, כי בתזרים המהוון לא נכללים תשלומי היטל בגין שנים קודמות לרבות התשלום האמור לעיל בגין שנת 2020, וכי 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.
- (ט) הוצאות והשקעות המיוחסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התשלום בפועל.
- (י) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט המיוחסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התקבול בפועל.

21 שיעור התמלוג המשולם בפועל כמקדמות סמוך למועד אישור דוח זה.

ג. העדכונים העיקריים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון ליום 30.6.2022 הינם כדלקמן:

גידול במכירות בטווח הארוך עקב עדכון תחזיות המחירים בעיקר בשל עדכון תחזית תעריף ייצור החשמל (ראו סעיף (ב)(3) לעיל להנחות התזרים המהוון), וכן עקב גידול בכמות העתודות (לפרטים ראו סעיף ג' להלן).

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2022 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

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-7.5%	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
89,634	91,562	93,619	94,702	95,822	98,189	59,109	86,067	243,366	-	127,145	66,005	-	111,786	548,300	10.11	464	31.12.2023
70,407	75,048	80,222	83,037	86,020	92,552	52,813	93,062	238,427	-	117,118	66,544	-	108,091	530,180	10.00	459	31.12.2024
114,294	127,125	142,068	150,472	159,589	180,292	40,383	174,881	395,556	-	8,585	66,397	-	120,499	591,037	11.42	524	31.12.2025
75,740	87,906	102,704	111,309	120,864	143,371	45,903	166,504	355,777	-	59,393	66,203	-	123,273	604,647	11.65	535	31.12.2026
79,334	96,080	117,356	130,147	144,684	180,208	41,031	194,624	415,863	-	3,352	63,929	-	123,727	606,870	11.65	535	31.12.2027
68,079	86,034	109,862	124,670	141,895	185,570	42,680	200,792	429,043	-	1,585	61,616	-	126,057	618,301	11.65	535	31.12.2028
56,410	74,388	99,308	115,314	134,371	184,517	42,788	199,961	427,266	-	1,618	62,670	-	125,881	617,435	11.65	535	31.12.2029
47,482	65,337	91,190	108,349	129,262	186,376	43,406	202,139	431,921	-	1,652	63,981	-	127,417	624,971	11.65	535	31.12.2030
46,023	66,082	96,422	117,231	143,188	216,778	57,269	241,079	515,127	-	17,032	65,339	-	153,011	750,508	11.65	535	31.12.2031
37,929	56,829	86,689	107,849	134,864	214,386	60,300	241,641	516,327	-	31,208	66,754	-	157,311	771,601	11.65	535	31.12.2032
31,338	48,995	78,137	99,469	127,347	212,558	63,942	243,237	519,737	-	44,182	68,157	-	161,866	793,942	11.65	535	31.12.2033
28,958	47,243	78,767	102,603	134,487	235,699	63,708	263,389	562,797	-	17,142	69,584	-	166,334	815,856	11.65	535	31.12.2034
24,112	41,046	71,546	95,365	127,976	235,502	70,108	268,845	574,454	-	17,180	71,040	-	169,702	832,376	11.65	535	31.12.2035
18,168	32,272	58,809	80,211	110,203	212,936	58,309	238,614	509,858	-	1,875	71,986	-	149,482	733,201	10.12	465	31.12.2036
12,961	24,024	45,769	63,876	89,850	182,289	50,889	205,127	438,306	-	1,915	73,409	-	131,534	645,163	8.79	404	31.12.2037
9,180	17,756	35,365	50,505	72,732	154,939	42,766	173,921	371,626	-	1,915	72,717	-	114,281	560,538	7.64	351	31.12.2038
6,479	13,076	27,227	39,787	58,663	131,215	35,669	146,808	313,693	-	1,915	72,116	-	99,291	487,014	6.64	305	31.12.2039
4,551	9,584	20,865	31,198	47,094	110,607	29,498	123,250	263,355	-	1,915	71,594	-	86,266	423,131	5.77	265	31.12.2040
3,179	6,986	15,899	24,326	37,595	92,710	24,130	102,785	219,625	-	1,915	71,140	-	74,952	367,632	5.01	230	31.12.2041
2,195	5,033	11,976	18,750	29,666	76,817	19,810	85,003	181,629	-	1,915	70,746	-	65,120	319,411	4.35	200	31.12.2042
1,492	3,570	8,879	14,225	23,043	62,649	16,415	69,553	148,617	-	1,915	70,404	-	56,579	277,514	3.78	174	31.12.2043
992	2,476	6,438	10,554	17,504	49,971	13,833	56,129	119,933	-	1,915	70,107	-	49,157	241,112	3.29	151	31.12.2044
653	1,700	4,622	7,753	13,165	39,462	11,085	44,466	95,013	-	1,915	69,848	-	42,709	209,486	2.86	131	31.12.2045

272	740	2,103	3,610	6,276	19,754	6,658	23,235	49,646	23,713	1,915	69,624	-	37,106	182,004	2.48	114	31.12.2046
140	398	1,183	2,079	3,699	12,225	4,180	14,431	30,836	23,713	1,915	69,428	-	32,239	158,132	2.16	99	31.12.2047
57	168	522	937	1,708	5,928	1,784	6,784	14,495	23,713	1,915	69,259	-	28,011	137,393	1.87	86	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
830,058	1,081,456	1,487,548	1,788,330	2,191,571	3,517,500	998,468	3,866,324	8,382,292	71,138	472,046	1,780,598	-	2,741,682	13,447,755	212.80	9,770	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 7.5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח²²	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
19,113	22,183	25,917	28,089	30,500	36,179	(6,088)	26,471	56,562	-	(56,562)	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(573)	(694)	(847)	(940)	(1,044)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
(477)	(603)	(770)	(874)	(995)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(398)	(524)	(700)	(813)	(947)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(7,244)	(9,968)	(13,913)	(16,531)	(19,721)	(28,435)	5,867	(19,853)	(42,421)	-	42,421	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
94	136	198	241	294	445	196	563	1,204	-	(1,204)	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
3,274	4,906	7,483	9,310	11,642	18,507	(2,821)	13,799	29,485	-	(29,485)	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
3,849	6,017	9,596	12,215	15,639	26,103	(3,535)	19,853	42,421	-	(42,421)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(2,374)	(3,874)	(6,459)	(8,413)	(11,027)	(19,326)	4,921	(12,672)	(27,077)	-	27,077	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(63)	(107)	(187)	(249)	(334)	(614)	1,254	563	1,204	-	(1,204)	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
2,939	5,221	9,514	12,976	17,828	34,447	12,123	40,967	87,536	-	-	582	-	22,566	110,684	1.53	70	31.12.2036
4,829	8,951	17,054	23,801	33,479	67,922	20,432	77,726	166,080	-	-	701	-	42,710	209,492	2.86	131	31.12.2037
4,480	8,665	17,258	24,645	35,492	75,608	31,895	94,570	202,072	-	30,689	1,393	-	59,963	294,117	4.01	184	31.12.2038
5,424	10,948	22,796	33,312	49,115	109,860	36,626	128,863	275,349	-	15,344	1,994	-	74,953	367,640	5.01	230	31.12.2039
5,383	11,337	24,679	36,902	55,704	130,828	42,437	152,421	325,686	-	15,344	2,516	-	87,978	431,524	5.88	270	31.12.2040
5,415	11,900	27,082	41,437	64,039	157,923	46,770	180,068	384,761	-	-	2,969	-	99,292	487,022	6.64	305	31.12.2041
4,007	9,187	21,860	34,225	54,152	140,218	41,470	159,831	341,519	-	-	2,255	-	88,036	431,810	5.89	270	31.12.2042
2,976	7,121	17,713	28,378	45,970	124,983	36,077	141,684	302,745	-	-	2,009	-	78,043	382,797	5.22	240	31.12.2043
2,219	5,540	14,407	23,617	39,169	111,817	30,934	125,578	268,330	-	-	1,789	-	69,174	339,292	4.62	212	31.12.2044
1,631	4,249	11,551	19,376	32,901	98,620	27,880	111,282	237,782	-	-	1,592	-	61,301	300,675	4.10	188	31.12.2045

1,351	3,672	10,438	17,916	31,146	98,028	26,670	109,697	234,395	(23,713)	-	1,417	-	54,316	266,415	3.63	167	31.12.2046
1,011	2,867	8,520	14,965	26,634	88,020	23,885	98,443	210,348	(23,713)	-	1,261	-	48,118	236,013	3.22	148	31.12.2047
755	2,236	6,945	12,481	22,743	78,917	21,643	88,463	189,024	(23,713)	-	1,121	-	42,621	209,053	2.85	131	31.12.2048
563	1,740	5,650	10,390	19,382	70,619	20,037	79,750	170,405	-	1,915	70,108	-	62,083	304,512	4.15	191	31.12.2049
388	1,251	4,248	7,994	15,269	58,412	16,763	66,132	141,307	-	1,915	69,870	-	54,570	267,662	3.65	168	31.12.2050
206	691	2,454	4,724	9,238	37,109	11,841	43,062	92,012	23,713	1,915	69,660	-	47,965	235,265	3.21	147	31.12.2051
130	455	1,688	3,325	6,656	28,076	8,914	32,540	69,530	23,713	1,915	69,476	-	42,160	206,793	2.82	129	31.12.2052
78	287	1,113	2,245	4,601	20,375	6,099	23,289	49,764	23,713	1,915	69,313	-	37,057	181,762	2.48	114	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
58,985	113,788	245,287	374,744	587,522	1,560,737	466,194	1,783,090	3,810,021	-	9,575	370,025	-	1,072,906	5,262,527	71.75	3,294	סה"כ

22 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 מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

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-7.5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
89,634	91,562	93,619	94,702	95,822	98,189	59,109	86,067	243,366	-	127,145	66,005	-	111,786	548,300	10.11	464	31.12.2023
70,407	75,048	80,222	83,037	86,020	92,552	52,813	93,062	238,427	-	117,118	66,544	-	108,091	530,180	10.00	459	31.12.2024
114,294	127,125	142,068	150,472	159,589	180,292	40,383	174,881	395,556	-	8,585	66,397	-	120,499	591,037	11.42	524	31.12.2025
94,853	110,089	128,621	139,398	151,364	179,550	39,815	192,975	412,339	-	2,832	66,203	-	123,273	604,647	11.65	535	31.12.2026
78,761	95,386	116,509	129,208	143,640	178,907	42,332	194,624	415,863	-	3,352	63,929	-	123,727	606,870	11.65	535	31.12.2027
67,602	85,431	109,092	123,796	140,900	184,270	43,981	200,792	429,043	-	1,585	61,616	-	126,057	618,301	11.65	535	31.12.2028
56,013	73,863	98,608	114,501	133,424	183,216	44,089	199,961	427,266	-	1,618	62,670	-	125,881	617,435	11.65	535	31.12.2029
40,238	55,368	77,277	91,819	109,540	157,941	49,273	182,286	389,500	-	44,073	63,981	-	127,417	624,971	11.65	535	31.12.2030
46,118	66,218	96,620	117,472	143,482	217,223	57,465	241,643	516,331	-	15,828	65,339	-	153,011	750,508	11.65	535	31.12.2031
41,203	61,734	94,173	117,159	146,507	232,892	57,479	255,440	545,811	-	1,724	66,754	-	157,311	771,601	11.65	535	31.12.2032
35,187	55,012	87,732	111,685	142,986	238,661	60,407	263,090	562,158	-	1,760	68,157	-	161,866	793,942	11.65	535	31.12.2033
26,584	43,369	72,308	94,190	123,460	216,373	68,630	250,717	535,720	-	44,219	69,584	-	166,334	815,856	11.65	535	31.12.2034
24,049	40,939	71,360	95,116	127,642	234,888	71,362	269,408	575,658	-	15,976	71,040	-	169,702	832,376	11.65	535	31.12.2035
21,107	37,493	68,323	93,187	128,030	247,382	70,432	279,581	597,395	-	1,875	72,568	-	172,048	843,885	11.65	535	31.12.2036
17,790	32,975	62,822	87,677	123,328	250,212	71,322	282,853	604,386	-	1,915	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2037
13,660	26,421	52,623	75,150	108,224	230,547	74,660	268,490	573,697	-	32,604	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2038
11,903	24,024	50,023	73,099	107,778	241,075	72,295	275,671	589,042	-	17,259	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2039
9,934	20,921	45,544	68,101	102,799	241,435	71,935	275,671	589,042	-	17,259	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2040
8,594	18,885	42,981	65,763	101,633	250,633	70,900	282,853	604,386	-	1,915	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2041
6,201	14,221	33,835	52,974	83,818	217,035	61,280	244,833	523,148	-	1,915	73,002	-	153,156	751,221	10.24	470	31.12.2042
4,468	10,691	26,592	42,602	69,012	187,632	52,492	211,237	451,361	-	1,915	72,413	-	134,622	660,311	9.00	413	31.12.2043
3,210	8,016	20,845	34,172	56,673	161,788	44,768	181,707	388,263	-	1,915	71,895	-	118,331	580,404	7.91	363	31.12.2044
2,283	5,949	16,173	27,130	46,066	138,082	38,965	155,748	332,795	-	1,915	71,440	-	104,010	510,160	6.95	319	31.12.2045

1,623	4,412	12,541	21,527	37,422	117,781	33,329	132,931	284,041	-	1,915	71,040	-	91,422	448,419	6.11	281	31.12.2046
1,151	3,266	9,704	17,043	30,334	100,245	28,065	112,874	241,184	-	1,915	70,689	-	80,357	394,145	5.37	247	31.12.2047
812	2,403	7,466	13,419	24,451	84,845	23,427	95,247	203,518	-	1,915	70,380	-	70,632	346,445	4.72	217	31.12.2048
563	1,740	5,650	10,390	19,382	70,619	20,037	79,750	170,405	-	1,915	70,108	-	62,083	304,512	4.15	191	31.12.2049
388	1,251	4,248	7,994	15,269	58,412	16,763	66,132	141,307	-	1,915	69,870	-	54,570	267,662	3.65	168	31.12.2050
206	691	2,454	4,724	9,238	37,109	11,841	43,062	92,012	23,713	1,915	69,660	-	47,965	235,265	3.21	147	31.12.2051
130	455	1,688	3,325	6,656	28,076	8,914	32,540	69,530	23,713	1,915	69,476	-	42,160	206,793	2.82	129	31.12.2052
78	287	1,113	2,245	4,601	20,375	6,099	23,289	49,764	23,713	1,915	69,313	-	37,057	181,762	2.48	114	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
889,042	1,195,244	1,732,835	2,163,074	2,779,093	5,078,237	1,464,662	5,649,414	12,192,313	71,138	481,621	2,150,623	-	3,814,587	18,710,282	284.56	13,064	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

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-7.5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
6,913	9,512	13,276	15,775	18,819	27,134	(4,566)	19,853	42,421	-	(42,421)	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
1,713	2,460	3,589	4,364	5,330	8,069	(546)	6,618	14,140	-	(14,140)	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(230)	(345)	(526)	(654)	(818)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(192)	(300)	(478)	(609)	(779)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
951	1,552	2,588	3,371	4,419	7,744	(221)	6,618	14,140	-	(14,140)	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(1,093)	(1,860)	(3,242)	(4,321)	(5,799)	(10,671)	3,148	(6,618)	(14,140)	-	14,140	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
(111)	(197)	(359)	(490)	(673)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
(92)	(171)	(327)	(456)	(641)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
1,086	2,100	4,184	5,974	8,604	18,329	(2,002)	14,362	30,689	-	(30,689)	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
386	778	1,620	2,368	3,491	7,808	355	7,181	15,344	-	(15,344)	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
(810)	(1,705)	(3,712)	(5,551)	(8,379)	(19,679)	5,274	(12,672)	(27,077)	-	27,077	-	-	-	-	-	-	31.12.2040
(336)	(739)	(1,682)	(2,573)	(3,976)	(9,806)	2,283	(6,618)	(14,140)	-	14,140	-	-	-	-	-	-	31.12.2041
667	1,530	3,641	5,700	9,019	23,353	11,703	30,838	65,893	-	15,344	1,108	-	21,088	103,433	1.41	65	31.12.2042
1,265	3,026	7,527	12,059	19,535	53,112	20,134	64,434	137,680	-	15,344	1,697	-	39,622	194,344	2.65	122	31.12.2043
1,435	3,582	9,315	15,269	25,324	72,294	20,822	81,914	175,030	-	-	1,644	-	45,244	221,917	3.03	139	31.12.2044
1,153	3,003	8,165	13,697	23,257	69,713	24,218	82,631	176,561	-	15,344	1,574	-	49,547	243,027	3.31	152	31.12.2045

1,030	2,801	7,963	13,668	23,760	74,780	25,710	88,401	188,892	-	15,344	1,675	-	52,731	258,642	3.53	162	31.12.2046
1,016	2,882	8,565	15,043	26,774	88,481	24,785	99,640	212,905	-	-	1,746	-	54,969	269,621	3.68	169	31.12.2047
868	2,570	7,985	14,350	26,148	90,733	25,496	102,246	218,475	-	-	1,792	-	56,407	276,674	3.77	173	31.12.2048
739	2,281	7,409	13,626	25,419	92,615	25,199	103,641	221,455	-	-	1,816	-	57,177	280,448	3.82	176	31.12.2049
620	1,997	6,781	12,760	24,372	93,240	25,006	104,021	222,266	-	-	1,823	-	57,386	281,476	3.84	176	31.12.2050
569	1,913	6,790	13,075	25,567	102,700	27,644	114,663	245,006	(23,713)	-	1,815	-	57,135	280,243	3.82	175	31.12.2051
467	1,639	6,084	11,987	23,997	101,216	27,827	113,519	242,561	(23,713)	-	1,795	-	56,504	277,147	3.78	173	31.12.2052
381	1,394	5,410	10,907	22,356	99,005	28,102	111,816	238,923	(23,713)	-	1,765	-	55,565	272,540	3.72	171	31.12.2053
353	1,348	5,468	11,280	23,671	110,073	31,822	124,825	266,720	-	1,915	70,898	-	86,950	426,483	5.81	267	31.12.2054
272	1,083	4,592	9,694	20,827	101,689	29,232	115,171	246,091	-	1,915	70,729	-	81,624	400,359	5.46	251	31.12.2055
185	768	3,405	7,354	16,177	82,935	25,071	95,012	203,018	23,713	1,915	70,570	-	76,625	375,842	5.12	235	31.12.2056
140	606	2,811	6,213	13,991	75,314	23,024	86,508	184,845	23,713	1,915	70,421	-	71,933	352,828	4.81	221	31.12.2057
106	481	2,332	5,273	12,158	68,721	20,540	78,523	167,785	23,713	1,915	70,281	-	67,529	331,223	4.51	207	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
19,448	43,993	119,172	209,152	381,947	1,423,698	425,260	1,626,527	3,475,485	-	9,575	373,152	-	988,036	4,846,248	66.06	3,033	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

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- 7.5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 100% (BCM) (מנכס הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
89,634	91,562	93,619	94,702	95,822	98,189	59,109	86,067	243,366	-	127,145	66,005	-	111,786	548,300	10.11	464	31.12.2023
70,407	75,048	80,222	83,037	86,020	92,552	52,813	93,062	238,427	-	117,118	66,544	-	108,091	530,180	10.00	459	31.12.2024
114,294	127,125	142,068	150,472	159,589	180,292	40,383	174,881	395,556	-	8,585	66,397	-	120,499	591,037	11.42	524	31.12.2025
94,853	110,089	128,621	139,398	151,364	179,550	39,815	192,975	412,339	-	2,832	66,203	-	123,273	604,647	11.65	535	31.12.2026
78,761	95,386	116,509	129,208	143,640	178,907	42,332	194,624	415,863	-	3,352	63,929	-	123,727	606,870	11.65	535	31.12.2027
67,602	85,431	109,092	123,796	140,900	184,270	43,981	200,792	429,043	-	1,585	61,616	-	126,057	618,301	11.65	535	31.12.2028
56,013	73,863	98,608	114,501	133,424	183,216	44,089	199,961	427,266	-	1,618	62,670	-	125,881	617,435	11.65	535	31.12.2029
47,151	64,881	90,553	107,593	128,360	185,075	44,707	202,139	431,921	-	1,652	63,981	-	127,417	624,971	11.65	535	31.12.2030
47,831	68,678	100,209	121,836	148,812	225,292	56,918	248,260	530,471	-	1,687	65,339	-	153,011	750,508	11.65	535	31.12.2031
40,973	61,389	93,647	116,504	145,688	231,591	58,780	255,440	545,811	-	1,724	66,754	-	157,311	771,601	11.65	535	31.12.2032
34,995	54,712	87,254	111,076	142,207	237,360	61,708	263,090	562,158	-	1,760	68,157	-	161,866	793,942	11.65	535	31.12.2033
27,535	44,921	74,896	97,561	127,879	224,117	68,409	257,335	549,860	-	30,078	69,584	-	166,334	815,856	11.65	535	31.12.2034
22,956	39,079	68,118	90,795	121,844	224,217	74,510	262,790	561,518	-	30,116	71,040	-	169,702	832,376	11.65	535	31.12.2035
20,996	37,296	67,964	92,697	127,357	246,081	71,733	279,581	597,395	-	1,875	72,568	-	172,048	843,885	11.65	535	31.12.2036
17,698	32,804	62,496	87,221	122,687	248,911	72,623	282,853	604,386	-	1,915	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2037
14,746	28,521	56,806	81,124	116,828	248,876	72,658	282,853	604,386	-	1,915	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2038
12,289	24,802	51,644	75,467	111,268	248,883	72,650	282,853	604,386	-	1,915	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2039
9,124	19,216	41,831	62,550	94,420	221,756	77,210	262,999	561,965	-	44,336	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2040
8,258	18,147	41,299	63,190	97,657	240,827	73,184	276,235	590,245	-	16,055	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2041
6,869	15,751	37,476	58,674	92,837	240,387	72,983	275,671	589,042	-	17,259	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2042
5,732	13,717	34,120	54,662	88,547	240,745	72,625	275,671	589,042	-	17,259	74,110	-	174,244	854,655	11.65	535	31.12.2043
4,645	11,598	30,160	49,441	81,997	234,082	65,589	263,621	563,293	-	1,915	73,539	-	163,574	802,321	10.94	502	31.12.2044

3,436	8,952	24,339	40,827	69,323	207,795	63,183	238,379	509,356	-	17,259	73,014	-	153,557	753,187	10.27	471	31.12.2045
2,653	7,214	20,504	35,194	61,182	192,562	59,038	221,333	472,933	-	17,259	72,716	-	144,153	707,061	9.64	442	31.12.2046
2,167	6,148	18,269	32,087	57,108	188,726	52,850	212,514	454,089	-	1,915	72,435	-	135,326	663,766	9.05	415	31.12.2047
1,680	4,974	15,451	27,769	50,599	175,578	48,922	197,493	421,993	-	1,915	72,172	-	127,039	623,119	8.49	390	31.12.2048
1,302	4,021	13,059	24,015	44,802	163,234	45,235	183,391	391,860	-	1,915	71,925	-	119,260	584,959	7.97	366	31.12.2049
1,008	3,248	11,029	20,755	39,641	151,652	41,769	170,152	363,573	-	1,915	71,693	-	111,956	549,138	7.49	344	31.12.2050
774	2,604	9,244	17,799	34,805	139,809	39,485	157,725	337,018	-	1,915	71,475	-	105,100	515,508	7.03	323	31.12.2051
597	2,094	7,771	15,312	30,654	129,291	36,741	146,059	312,091	-	1,915	71,271	-	98,664	483,941	6.60	303	31.12.2052
459	1,681	6,523	13,152	26,956	119,381	34,201	135,106	288,687	-	1,915	71,079	-	92,622	454,302	6.19	284	31.12.2053
353	1,348	5,468	11,280	23,671	110,073	31,822	124,825	266,720	-	1,915	70,898	-	86,950	426,483	5.81	267	31.12.2054
272	1,083	4,592	9,694	20,827	101,689	29,232	115,171	246,091	-	1,915	70,729	-	81,624	400,359	5.46	251	31.12.2055
185	768	3,405	7,354	16,177	82,935	25,071	95,012	203,018	23,713	1,915	70,570	-	76,625	375,842	5.12	235	31.12.2056
140	606	2,811	6,213	13,991	75,314	23,024	86,508	184,845	23,713	1,915	70,421	-	71,933	352,828	4.81	221	31.12.2057
106	481	2,332	5,273	12,158	68,721	20,540	78,523	167,785	23,713	1,915	70,281	-	67,529	331,223	4.51	207	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
908,491	1,239,236	1,852,007	2,372,227	3,161,040	6,501,935	1,889,922	7,275,941	15,667,797	71,138	491,196	2,523,775	-	4,802,623	23,556,530	350.62	16,097	סה"כ

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, בין היתר ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיפוקו, תחזית הביקושים לגז טבעי, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל, והסכם הייצוא למצרים, אשר לגביהן אין כל ודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיפוקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו; החלטת גורמים רגולטוריים, השלמת דיונים בנוגע להסכמים עם צדדים שלישיים, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 7.22 לפרק א' לדוח התקופתי. עוד יצוין, כי שיעורי התאמות המחירים במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכם הייצוא למצרים עשויים להיות שונים מהותית מהערכת השותפות, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז²³) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

ניתוח רגישות למחיר הגז

גידול במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,954,870	1,671,987	1,217,463	936,437
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,732,361	269,530	124,087	63,651
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,687,230	1,941,517	1,341,549	1,000,088
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,581,745	130,613	47,588	20,679
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,268,975	2,072,130	1,389,137	1,020,767

קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,080,193	1,302,974	945,249	723,426
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,388,998	220,962	103,418	54,258
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,469,191	1,523,936	1,048,667	777,683
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,265,650	107,732	40,397	18,218
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,734,841	1,631,667	1,089,064	795,901

23 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
989,495	1,285,341	1,764,092	4,173,468	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
65,984	129,236	281,651	1,818,172	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1,055,478	1,414,577	2,045,743	5,991,640	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
21,295	49,385	136,333	1,660,769	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1,076,773	1,463,962	2,182,076	7,652,409	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
670,045	877,104	1,210,637	2,860,643	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
51,845	98,195	208,816	1,304,134	עתודות צפויות (Probable Reserves)
721,890	975,299	1,419,453	4,164,777	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,602	38,600	102,012	1,186,626	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
739,492	1,013,899	1,521,464	5,351,403	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
1,042,492	1,353,168	1,856,155	4,392,053	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
68,317	134,386	293,773	1,903,984	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1,110,809	1,487,554	2,149,927	6,296,037	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
21,910	51,183	142,053	1,739,793	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1,132,719	1,538,736	2,291,981	8,035,830	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
616,571	808,854	1,118,105	2,639,088	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
49,430	93,003	196,819	1,221,318	עתודות צפויות (Probable Reserves)
666,000	901,857	1,314,924	3,860,406	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
16,987	36,802	96,291	1,107,602	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
682,987	938,659	1,411,216	4,968,008	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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
928,648	1,198,729	1,624,900	3,608,621	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
66,528	128,183	270,530	1,527,577	עתודות צפויות (Probable Reserves)
995,177	1,326,912	1,895,430	5,136,198	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
23,371	53,665	141,363	1,377,428	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1,018,548	1,380,577	2,036,792	6,513,626	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
723,434	945,258	1,302,986	3,080,216	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
54,258	103,419	220,963	1,389,007	עתודות צפויות (Probable Reserves)
777,692	1,048,677	1,523,949	4,469,223	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,218	40,398	107,733	1,265,657	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
795,909	1,089,075	1,631,682	5,734,880	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
974,721	1,251,505	1,683,136	3,633,596	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
71,972	138,270	288,608	1,560,777	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1,046,693	1,389,775	1,971,744	5,194,373	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
26,319	60,481	156,797	1,426,212	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1,073,012	1,450,256	2,128,541	6,620,585	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
670,057	877,118	1,210,655	2,860,676	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
51,846	98,196	208,819	1,304,148	עתודות צפויות (Probable Reserves)
721,902	975,314	1,419,474	4,164,824	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,603	38,600	102,013	1,186,636	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
739,505	1,013,915	1,521,486	5,351,460	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
1,017,880	1,299,042	1,731,838	3,627,674	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
78,895	150,525	309,449	1,590,903	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1,096,775	1,449,568	2,041,287	5,218,577	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
29,521	67,003	168,729	1,396,123	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
1,126,296	1,516,571	2,210,016	6,614,700	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
616,586	808,872	1,118,129	2,639,131	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
49,430	93,005	196,822	1,221,337	עתודות צפויות (Probable Reserves)
666,017	901,877	1,314,952	3,860,468	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
16,987	36,803	96,293	1,107,615	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
683,004	938,680	1,411,245	4,968,083	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI)²⁴ ותעריף ייצור החשמל) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי השותפות²⁵:

ניתוח רגישות לתחזית ה-CPI

גידול בתחזית ה-CPI 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)	3,503,268	1,484,555	1,079,926	829,242
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,556,492	245,002	113,706	58,960
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,059,760	1,729,557	1,193,632	888,202
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,419,453	118,995	43,952	19,439
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,479,213	1,848,552	1,237,584	907,640

קיטון בתחזית ה-CPI 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)	3,531,375	1,490,467	1,082,948	830,852
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,564,868	245,565	113,867	59,009
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,096,243	1,736,031	1,196,815	889,860
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,427,828	119,345	44,032	19,458
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,524,072	1,855,376	1,240,847	909,318

²⁴ עלויות התפעול בתזרים מותאמות אף הן ל-CPI.

²⁵ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה-CPI, בניתוח הרגישות שבטבלאות להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

ניתוח רגישות לתחזית תעריף ייצור החשמל

גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
857,053	1,115,198	1,531,134	3,598,976	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
58,985	113,788	245,287	1,560,737	עתודות צפויות (Probable Reserves)
916,037	1,228,985	1,776,421	5,159,713	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
19,448	43,993	119,172	1,423,698	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
935,486	1,272,978	1,895,593	6,583,411	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	קטגוריה
800,617	1,040,748	1,428,038	3,361,510	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
57,731	111,039	238,858	1,515,716	עתודות צפויות (Probable Reserves)
858,348	1,151,787	1,666,895	4,877,225	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
19,129	43,060	116,206	1,382,713	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
877,477	1,194,847	1,783,101	6,259,939	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) ולכמויות אותן התחייבו הלקוחות לצרוך ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "כמויות מינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות ליום 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

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

קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,624,338	1,563,950	1,138,289	872,867
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,560,793	265,827	124,856	64,626
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,185,131	1,829,777	1,263,144	937,493
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,357,553	133,081	50,186	21,957
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,542,683	1,962,859	1,313,331	959,450

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

קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,209,151	1,386,160	1,015,091	783,429
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,389,045	221,031	103,483	54,316
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,598,197	1,607,191	1,118,573	837,745
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,265,602	107,728	40,396	18,217
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,863,799	1,714,919	1,158,970	855,962

- ד. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויכות לנכס הנפט
ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם ביחס לכמות העתודות הינם:
1. גידול בכמות העתודות בנכס הנפט הנובע מגידול בכמות העתודות במאגר תמר, אשר קוזז בחלקו מקיטון בכמות העתודות במאגר תמר SW. הגידול האמור נובע ממיפוי מחדש של המאגר המבוסס על עיבוד מחדש של נתונים סייסמיים שהתקבלו מהמפעילה (כ- BCF 237.3 עתודות גז טבעי מסוג 2P).
2. הפקה של כ- BCF 176.8 גז טבעי וכ- 195 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במחצית השנייה של שנת 2022.

ה. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2020-2022:

שנת 2022 ²⁷	שנת 2021	שנת 2020	
362,001	305,855	291,337	סה"כ תפוקה (100% בתקופה (ב-MMCF)
104,075	87,933	83,759	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
4.88	4.58	5.14	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.54	0.50	0.58	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - המדינה
-	-	-	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - צדדים שלישיים
0.44	0.53	0.50	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) – בעלי עניין ²⁸
0.45	0.44	0.33	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
3.45	3.11	3.73	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
3.6	2.9	2.7	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ²⁹

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

27 נתוני ההפקה לשנת 2022 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

28 כולל הוצאות תמלוגים בסך של כ- 0.12 דולר ל-MCF בשנת 2021 וכ- 0.03 דולר ל-MCF בשנת 2020 אשר נרשמו בגין הבוררות בשאלת מועד החזר ההשקעה (לפרטים ראו באור 1. ד.12 לדוחות הכספיים לשנת 2021 (פרק ג' לדוח התקופתי).

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

שנת 2022 ³¹	שנת 2021	שנת 2020	
467.34	402.95	382.92	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
134.36	115.85	110.09	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
82.53	60.43	34.88	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
9.21	6.61	3.96	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - המדינה
-	-	-	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - צדדים שלישיים
7.41	6.94	3.37	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - בעלי עניין³²
2.45	2.40	1.79	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
63.46	44.48	25.76	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
3.6	2.9	2.7	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ³³

1. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2022, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

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

31 נתוני ההפקה לשנת 2022 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

32 כולל הוצאות תמלוגים בסך של כ- 1.52 דולר לחבית בשנת 2021 וסך של כ- 0.20 דולר לחבית בשנת 2020 אשר נרשמו בגין הבוררות בשאלת מועד החזר ההשקעה (לפרטים ראו באור 1.12.1 דוחות הכספיים לשנת 2021 (פרק ג' לדוח התקופתי).

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

ז. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 8 במרץ 2023 ;
- (2) ציון שם התאגיד: ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: חיים צוף, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (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 השותפות ;
- (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 (2018) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזוהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

חיים צוף,
יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

25.00%	Chevron Mediterranean Limited
28.75%	השותפות
16.75%	תמר פטרוליום בע"מ
11.00%	Mubadala Energy (Tamar) RSC LTD
11.00%	Tamar Investment 2 RSC Limited
4.00%	דור חיפוש גז, שותפות מוגבלת
3.50%	אורסט תשתיות, שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

ישראלמקו אויל אנד גז בע"מ, השותף הכללי

ע"י ערן לנדנר, סגן יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

ורון מאור, מנכ"ל השותף הכללי

March 7, 2023

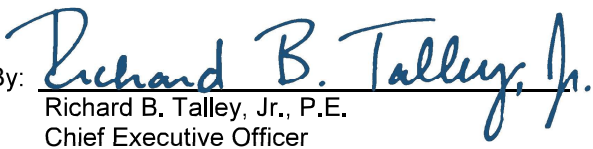
Mr. Eran Lendner
Equital Ltd.
8 Granit Street
Petah Tikva 49002
Israel

Dear Mr. Lendner:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Equital Ltd., its subsidiaries, and related parties (Equital) to use our report issued to Isramco Negev-2 Limited Partnership (Isramco) dated March 7, 2023 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, 2022, to the Isramco 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:PNH

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2022

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP

NSAI
NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.

WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

March 7, 2023

Isramco Negev-2 Limited Partnership
8 Granit Street
Petah Tikva 49002
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, 2022, to the Isramco Negev-2 Limited Partnership (Isramco) interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Isramco owns a 28.75 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 price and cost parameters specified by Isramco, 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 Isramco'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 Isramco working interest reserves for these properties, as of December 31, 2022, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,515.3	2,160.6	9.8	2.8
Probable	2,534.0	728.5	3.3	0.9
Proved + Probable (2P)	10,049.3	2,889.2	13.1	3.8
Possible	2,332.9	670.7	3.0	0.9
Proved + Probable + Possible (3P)	12,382.2	3,559.9	16.1	4.6

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Isramco interest in these properties, as of December 31, 2022, 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)	3,517.5	2,191.6	1,487.5	1,081.5	830.1
Probable	1,560.7	587.5	245.3	113.8	59.0
Proved + Probable (2P)	5,078.2	2,779.1	1,732.8	1,195.2	889.0
Possible	1,423.7	381.9	119.2	44.0	19.4
Proved + Probable + Possible (3P)	6,501.9	3,161.0	1,852.0	1,239.2	908.5

Totals may not add because of rounding.

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2022, to be:

Category	Gross (100 Percent) Reserves					
	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	6,921.8	9.0	593.5	0.8	7,515.3	9.8
Probable	2,340.9	3.0	193.1	0.3	2,534.0	3.3
Proved + Probable (2P)	9,262.7	12.0	786.6	1.0	10,049.3	13.1
Possible	2,121.3	2.8	211.6	0.3	2,332.9	3.0
Proved + Probable + Possible (3P)	11,384.0	14.8	998.2	1.3	12,382.2	16.1

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 March 6, 2023, exchange rate was 3.58 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2022, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Isramco's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Isramco's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Isramco'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 Isramco's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Isramco. Gas prices are based on Isramco's estimates of expected 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.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Isramco. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 through December 31, 2037, and then held constant throughout the remaining lives of the properties; the escalation rates have been specified by Isramco.

March 7, 2023
Page 3 of 4

Capital costs used in this report were provided by Isramco 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 Isramco that are required for the above purpose, including ongoing maintenance projects, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Isramco'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 escalated for inflation to the date of expenditure or until December 31, 2037; the escalation rates have been specified by Isramco.

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 Isramco 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 Isramco receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

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

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

March 7, 2023
Page 4 of 4

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2022, by Mr. Ron Maor, Chief Executive Officer of Isramco, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Isramco, 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 Isramco.

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 and Mr. Long are Vice Presidents 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: 

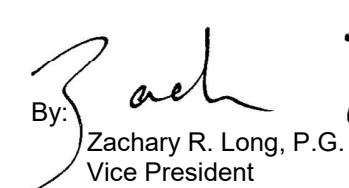
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Executive Chairman

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

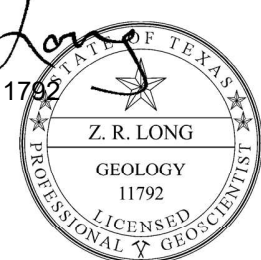
Date Signed: March 7, 2023

JRC:PNH



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

Date Signed: March 7, 2023



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.

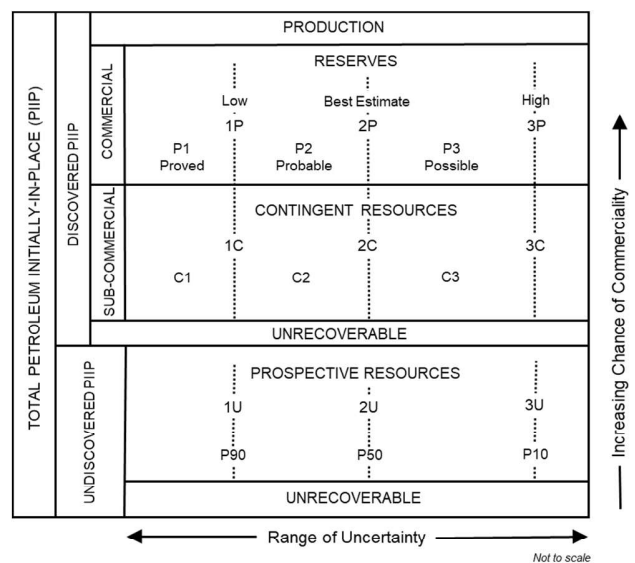


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

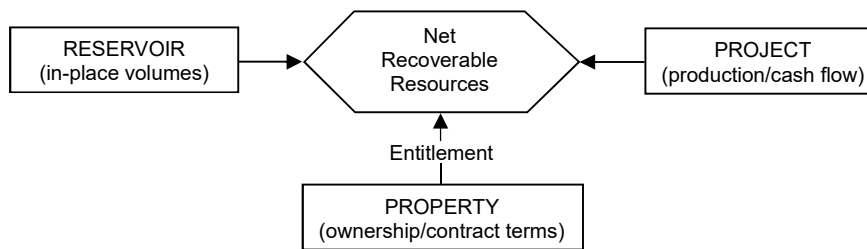


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
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>

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	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\$)					
12-31-2023	548.3	62.0	49.8	-	111.8	127.1	-	66.0	243.4
12-31-2024	530.2	59.9	48.2	-	108.1	117.1	-	66.5	238.4
12-31-2025	591.0	66.8	53.7	-	120.5	8.6	-	66.4	395.6
12-31-2026	604.6	68.3	54.9	-	123.3	59.4	-	66.2	355.8
12-31-2027	606.9	68.6	55.2	-	123.7	3.4	-	63.9	415.9
12-31-2028	618.3	69.9	56.2	-	126.1	1.6	-	61.6	429.0
12-31-2029	617.4	69.8	56.1	-	125.9	1.6	-	62.7	427.3
12-31-2030	625.0	70.6	56.8	-	127.4	1.7	-	64.0	431.9
12-31-2031	750.5	84.8	68.2	-	153.0	17.0	-	65.3	515.1
12-31-2032	771.6	87.2	70.1	-	157.3	31.2	-	66.8	516.3
12-31-2033	793.9	89.7	72.2	-	161.9	44.2	-	68.2	519.7
12-31-2034	815.9	92.2	74.1	-	166.3	17.1	-	69.6	562.8
12-31-2035	832.4	94.1	75.6	-	169.7	17.2	-	71.0	574.5
12-31-2036	733.2	82.9	66.6	-	149.5	1.9	-	72.0	509.9
12-31-2037	645.2	72.9	58.6	-	131.5	1.9	-	73.4	438.3
12-31-2038	560.5	63.3	50.9	-	114.3	1.9	-	72.7	371.6
12-31-2039	487.0	55.0	44.3	-	99.3	1.9	-	72.1	313.7
12-31-2040	423.1	47.8	38.5	-	86.3	1.9	-	71.6	263.4
12-31-2041	367.6	41.5	33.4	-	75.0	1.9	-	71.1	219.6
12-31-2042	319.4	36.1	29.0	-	65.1	1.9	-	70.7	181.6
12-31-2043	277.5	31.4	25.2	-	56.6	1.9	-	70.4	148.6
12-31-2044	241.1	27.2	21.9	-	49.2	1.9	-	70.1	119.9
12-31-2045	209.5	23.7	19.0	-	42.7	1.9	-	69.8	95.0
12-31-2046	182.0	20.6	16.5	-	37.1	1.9	23.7	69.6	49.6
12-31-2047	158.1	17.9	14.4	-	32.2	1.9	23.7	69.4	30.8
12-31-2048	137.4	15.5	12.5	-	28.0	1.9	23.7	69.3	14.5
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	13,447.8	1,519.6	1,222.1	-	2,741.7	472.0	71.1	1,780.6	8,382.3

Totals may not add because of rounding.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)			Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	35.4	86.1	157.3	98.2	23.0	59.1	95.8	93.6	91.6	89.6
12-31-2024	39.0	93.1	145.4	92.6	23.0	52.8	86.0	80.2	75.0	70.4
12-31-2025	44.2	174.9	220.7	180.3	23.0	40.4	159.6	142.1	127.1	114.3
12-31-2026	46.8	166.5	189.3	143.4	23.0	45.9	120.9	102.7	87.9	75.7
12-31-2027	46.8	194.6	221.2	180.2	23.0	41.0	144.7	117.4	96.1	79.3
12-31-2028	46.8	200.8	228.3	185.6	23.0	42.7	141.9	109.9	86.0	68.1
12-31-2029	46.8	200.0	227.3	184.5	23.0	42.8	134.4	99.3	74.4	56.4
12-31-2030	46.8	202.1	229.8	186.4	23.0	43.4	129.3	91.2	65.3	47.5
12-31-2031	46.8	241.1	274.0	216.8	23.0	57.3	143.2	96.4	66.1	46.0
12-31-2032	46.8	241.6	274.7	214.4	23.0	60.3	134.9	86.7	56.8	37.9
12-31-2033	46.8	243.2	276.5	212.6	23.0	63.9	127.3	78.1	49.0	31.3
12-31-2034	46.8	263.4	299.4	235.7	23.0	63.7	134.5	78.8	47.2	29.0
12-31-2035	46.8	268.8	305.6	235.5	23.0	70.1	128.0	71.5	41.0	24.1
12-31-2036	46.8	238.6	271.2	212.9	23.0	58.3	110.2	58.8	32.3	18.2
12-31-2037	46.8	205.1	233.2	182.3	23.0	50.9	89.8	45.8	24.0	13.0
12-31-2038	46.8	173.9	197.7	154.9	23.0	42.8	72.7	35.4	17.8	9.2
12-31-2039	46.8	146.8	166.9	131.2	23.0	35.7	58.7	27.2	13.1	6.5
12-31-2040	46.8	123.3	140.1	110.6	23.0	29.5	47.1	20.9	9.6	4.6
12-31-2041	46.8	102.8	116.8	92.7	23.0	24.1	37.6	15.9	7.0	3.2
12-31-2042	46.8	85.0	96.6	76.8	23.0	19.8	29.7	12.0	5.0	2.2
12-31-2043	46.8	69.6	79.1	62.6	23.0	16.4	23.0	8.9	3.6	1.5
12-31-2044	46.8	56.1	63.8	50.0	23.0	13.8	17.5	6.4	2.5	1.0
12-31-2045	46.8	44.5	50.5	39.5	23.0	11.1	13.2	4.6	1.7	0.7
12-31-2046	46.8	23.2	26.4	19.8	23.0	6.7	6.3	2.1	0.7	0.3
12-31-2047	46.8	14.4	16.4	12.2	23.0	4.2	3.7	1.2	0.4	0.1
12-31-2048	46.8	6.8	7.7	5.9	23.0	1.8	1.7	0.5	0.2	0.1
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		3,866.3	4,516.0	3,517.5		998.5	2,191.6	1,487.5	1,081.5	830.1

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 Isramco.
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Isramco 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
PROBABLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties		Total (MM\$)	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\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)					
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-56.6	-	-	56.6
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	42.4	-	-	-42.4
12-31-2032	-	-	-	-	-	-1.2	-	-	1.2
12-31-2033	-	-	-	-	-	-29.5	-	-	29.5
12-31-2034	-	-	-	-	-	-42.4	-	-	42.4
12-31-2035	-	-	-	-	-	27.1	-	-	-27.1
12-31-2036	-	-	-	-	-	-1.2	-	-	1.2
12-31-2037	110.7	12.5	10.1	-	22.6	-	0.6	0.6	87.5
12-31-2038	209.5	23.7	19.0	-	42.7	-	0.7	0.7	166.1
12-31-2039	294.1	33.2	26.7	-	60.0	30.7	1.4	1.4	202.1
12-31-2040	367.6	41.5	33.4	-	75.0	15.3	2.0	2.0	275.3
12-31-2041	431.5	48.8	39.2	-	88.0	15.3	2.5	2.5	325.7
12-31-2042	487.0	55.0	44.3	-	99.3	-	3.0	3.0	384.8
12-31-2043	431.8	48.8	39.2	-	88.0	-	2.3	2.3	341.5
12-31-2044	382.8	43.3	34.8	-	78.0	-	2.0	2.0	302.7
12-31-2045	339.3	38.3	30.8	-	69.2	-	1.8	1.8	268.3
12-31-2046	300.7	34.0	27.3	-	61.3	-	1.6	1.6	237.8
12-31-2047	266.4	30.1	24.2	-	54.3	-	1.4	1.4	234.4
12-31-2048	236.0	26.7	21.4	-	48.1	-	1.3	1.3	210.3
12-31-2049	209.1	23.6	19.0	-	42.6	-	1.1	1.1	189.0
12-31-2050	304.5	34.4	27.7	-	62.1	1.9	70.1	70.1	170.4
12-31-2051	267.7	30.2	24.3	-	54.6	1.9	69.9	69.9	141.3
12-31-2052	235.3	26.6	21.4	-	48.0	1.9	23.7	23.7	92.0
12-31-2053	206.8	23.4	18.8	-	42.2	1.9	69.5	69.5	69.5
12-31-2054	181.8	20.5	16.5	-	37.1	1.9	69.3	69.3	49.8
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5,262.5	594.7	478.2	-	1,072.9	9.6	370.0	370.0	3,810.0

Totals may not add because of rounding.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Discounted at 20% (MM\$)	
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)		Discounted at 15% (MM\$)
12-31-2023	35.4	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2024	39.0	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2025	44.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2026	46.8	26.5	30.1	23.0	-6.1	36.2	25.9	22.2	19.1	
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-1.0	-0.8	-0.6	
12-31-2028	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-1.0	-0.8	-0.5	
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.9	-0.7	-0.4	
12-31-2030	46.8	-19.9	-22.6	23.0	5.9	-28.4	-19.7	-13.9	-7.2	
12-31-2031	46.8	0.6	0.6	23.0	0.2	0.4	0.3	0.2	0.1	
12-31-2032	46.8	13.8	15.7	23.0	-2.8	18.5	11.6	7.5	3.3	
12-31-2033	46.8	19.9	22.6	23.0	-3.5	26.1	15.6	9.6	3.8	
12-31-2034	46.8	-12.7	-14.4	23.0	4.9	-19.3	-11.0	-6.5	-2.4	
12-31-2035	46.8	0.6	0.6	23.0	1.3	-0.6	-0.3	0.2	-0.1	
12-31-2036	46.8	41.0	46.6	23.0	12.1	34.4	17.8	9.5	2.9	
12-31-2037	46.8	77.7	88.4	23.0	20.4	67.9	33.5	17.1	4.8	
12-31-2038	46.8	94.6	107.5	23.0	31.9	75.6	35.5	17.3	4.5	
12-31-2039	46.8	128.9	146.5	23.0	36.6	109.9	49.1	22.8	5.4	
12-31-2040	46.8	152.4	173.3	23.0	42.4	130.8	55.7	24.7	5.4	
12-31-2041	46.8	180.1	204.7	23.0	46.8	157.9	64.0	27.1	5.4	
12-31-2042	46.8	159.8	181.7	23.0	41.5	140.2	54.2	21.9	4.0	
12-31-2043	46.8	141.7	161.1	23.0	36.1	125.0	46.0	17.7	3.0	
12-31-2044	46.8	125.6	142.8	23.0	30.9	111.8	39.2	14.4	2.2	
12-31-2045	46.8	111.3	126.5	23.0	27.9	98.6	32.9	11.6	1.6	
12-31-2046	46.8	109.7	124.7	23.0	26.7	98.0	31.1	10.4	1.4	
12-31-2047	46.8	98.4	111.9	23.0	23.9	88.0	26.6	8.5	1.0	
12-31-2048	46.8	88.5	100.6	23.0	21.6	78.9	22.7	6.9	0.8	
12-31-2049	46.8	79.7	90.7	23.0	20.0	70.6	19.4	5.6	0.6	
12-31-2050	46.8	66.1	75.2	23.0	16.8	58.4	15.3	4.2	0.4	
12-31-2051	46.8	43.1	49.0	23.0	11.8	37.1	9.2	2.5	0.2	
12-31-2052	46.8	32.5	37.0	23.0	8.9	28.1	6.7	1.7	0.1	
12-31-2053	46.8	23.3	26.5	23.0	6.1	20.4	4.6	1.1	0.1	
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		1,783.1	2,026.9		466.2	1,560.7	587.5	245.3	113.8	59.0

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 Isramco.
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Isramco 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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	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\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)					
12-31-2023	548.3	62.0	49.8	-	111.8	127.1	-	66.0	243.4	
12-31-2024	530.2	59.9	48.2	-	108.1	117.1	-	66.5	238.4	
12-31-2025	591.0	66.8	53.7	-	120.5	8.6	-	66.4	395.6	
12-31-2026	604.6	68.3	54.9	-	123.3	2.8	-	66.2	412.3	
12-31-2027	606.9	68.6	55.2	-	123.7	3.4	-	63.9	415.9	
12-31-2028	618.3	69.9	56.2	-	126.1	1.6	-	61.6	429.0	
12-31-2029	617.4	69.8	56.1	-	125.9	1.6	-	62.7	427.3	
12-31-2030	625.0	70.6	56.8	-	127.4	44.1	-	64.0	389.5	
12-31-2031	750.5	84.8	68.2	-	153.0	15.8	-	65.3	516.3	
12-31-2032	771.6	87.2	70.1	-	157.3	1.7	-	66.8	545.8	
12-31-2033	793.9	89.7	72.2	-	161.9	1.8	-	68.2	562.2	
12-31-2034	815.9	92.2	74.1	-	166.3	44.2	-	69.6	535.7	
12-31-2035	832.4	94.1	75.6	-	169.7	16.0	-	71.0	575.7	
12-31-2036	843.9	95.4	76.7	-	172.0	1.9	-	72.6	597.4	
12-31-2037	854.7	96.6	77.7	-	174.2	1.9	-	74.1	604.4	
12-31-2038	854.7	96.6	77.7	-	174.2	32.6	-	74.1	573.7	
12-31-2039	854.7	96.6	77.7	-	174.2	17.3	-	74.1	589.0	
12-31-2040	854.7	96.6	77.7	-	174.2	17.3	-	74.1	589.0	
12-31-2041	854.7	96.6	77.7	-	174.2	1.9	-	74.1	604.4	
12-31-2042	751.2	84.9	68.3	-	153.2	1.9	-	73.0	523.1	
12-31-2043	660.3	74.6	60.0	-	134.6	1.9	-	72.4	451.4	
12-31-2044	580.4	65.6	52.7	-	118.3	1.9	-	71.9	388.3	
12-31-2045	510.2	57.6	46.4	-	104.0	1.9	-	71.4	332.8	
12-31-2046	448.4	50.7	40.8	-	91.4	1.9	-	71.0	284.0	
12-31-2047	394.1	44.5	35.8	-	80.4	1.9	-	70.7	241.2	
12-31-2048	346.4	39.1	31.5	-	70.6	1.9	-	70.4	203.5	
12-31-2049	304.5	34.4	27.7	-	62.1	1.9	-	70.1	170.4	
12-31-2050	267.7	30.2	24.3	-	54.6	1.9	-	69.9	141.3	
12-31-2051	235.3	26.6	21.4	-	48.0	1.9	23.7	69.7	92.0	
12-31-2052	206.8	23.4	18.8	-	42.2	1.9	23.7	69.5	69.5	
12-31-2053	181.8	20.5	16.5	-	37.1	1.9	23.7	69.3	49.8	
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	18,710.3	2,114.3	1,700.3	-	3,814.6	481.6	71.1	2,150.6	12,192.3	

Totals may not add because of rounding.

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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)			Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	35.4	86.1	157.3	98.2	23.0	59.1	95.8	93.6	91.6	89.6
12-31-2024	39.0	93.1	145.4	92.6	23.0	52.8	86.0	80.2	75.0	70.4
12-31-2025	44.2	174.9	220.7	180.3	23.0	40.4	159.6	142.1	127.1	114.3
12-31-2026	46.8	193.0	219.4	179.5	23.0	39.8	151.4	128.6	110.1	94.9
12-31-2027	46.8	194.6	221.2	178.9	23.0	42.3	143.6	116.5	95.4	78.8
12-31-2028	46.8	200.8	228.3	184.3	23.0	44.0	140.9	109.1	85.4	67.6
12-31-2029	46.8	200.0	227.3	183.2	23.0	44.1	133.4	98.6	73.9	56.0
12-31-2030	46.8	182.3	207.2	157.9	23.0	49.3	109.5	77.3	55.4	40.2
12-31-2031	46.8	241.6	274.7	217.2	23.0	57.5	143.5	96.6	66.2	46.1
12-31-2032	46.8	255.4	290.4	232.9	23.0	57.5	146.5	94.2	61.7	41.2
12-31-2033	46.8	263.1	299.1	238.7	23.0	60.4	143.0	87.7	55.0	35.2
12-31-2034	46.8	250.7	285.0	216.4	23.0	68.6	123.5	72.3	43.4	26.6
12-31-2035	46.8	269.4	306.3	234.9	23.0	71.4	127.6	71.4	40.9	24.0
12-31-2036	46.8	279.6	317.8	247.4	23.0	70.4	128.0	68.3	37.5	21.1
12-31-2037	46.8	282.9	321.5	250.2	23.0	71.3	123.3	62.8	33.0	17.8
12-31-2038	46.8	268.5	305.2	230.5	23.0	74.7	108.2	52.6	26.4	13.7
12-31-2039	46.8	275.7	313.4	241.1	23.0	72.3	107.8	50.0	24.0	11.9
12-31-2040	46.8	275.7	313.4	241.4	23.0	71.9	102.8	45.5	20.9	9.9
12-31-2041	46.8	282.9	321.5	250.6	23.0	70.9	101.6	43.0	18.9	8.6
12-31-2042	46.8	244.8	278.3	217.0	23.0	61.3	83.8	33.8	14.2	6.2
12-31-2043	46.8	211.2	240.1	187.6	23.0	52.5	69.0	26.6	10.7	4.5
12-31-2044	46.8	181.7	206.6	161.8	23.0	44.8	56.7	20.8	8.0	3.2
12-31-2045	46.8	155.7	177.0	138.1	23.0	39.0	46.1	16.2	5.9	2.3
12-31-2046	46.8	132.9	151.1	117.8	23.0	33.3	37.4	12.5	4.4	1.6
12-31-2047	46.8	112.9	128.3	100.2	23.0	28.1	30.3	9.7	3.3	1.2
12-31-2048	46.8	95.2	108.3	84.8	23.0	23.4	24.5	7.5	2.4	0.8
12-31-2049	46.8	79.7	90.7	70.6	23.0	20.0	19.4	5.6	1.7	0.6
12-31-2050	46.8	66.1	75.2	58.4	23.0	16.8	15.3	4.2	1.3	0.4
12-31-2051	46.8	43.1	49.0	37.1	23.0	11.8	9.2	2.5	0.7	0.2
12-31-2052	46.8	32.5	37.0	28.1	23.0	8.9	6.7	1.7	0.5	0.1
12-31-2053	46.8	23.3	26.5	20.4	23.0	6.1	4.6	1.1	0.3	0.1
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		5,649.4	6,542.9	5,078.2		1,464.7	2,779.1	1,732.8	1,195.2	889.0

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 Isramco.
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Isramco 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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	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\$)					
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	-	-42.4	-	42.4	
12-31-2032	-	-	-	-	-	-14.1	-	14.1	
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	-	-14.1	-	14.1	
12-31-2035	-	-	-	-	-	14.1	-	-14.1	
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2037	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2038	-	-	-	-	-	-30.7	-	30.7	
12-31-2039	-	-	-	-	-	-15.3	-	15.3	
12-31-2040	-	-	-	-	-	27.1	-	-27.1	
12-31-2041	-	-	-	-	-	14.1	-	-14.1	
12-31-2042	103.4	11.7	9.4	-	21.1	15.3	-	65.9	
12-31-2043	194.3	22.0	17.7	-	39.6	15.3	-	137.7	
12-31-2044	221.9	25.1	20.2	-	45.2	-	-	175.0	
12-31-2045	243.0	27.5	22.1	-	49.5	15.3	-	176.6	
12-31-2046	258.6	29.2	23.5	-	52.7	15.3	-	188.9	
12-31-2047	269.6	30.5	24.5	-	55.0	-	-	212.9	
12-31-2048	276.7	31.3	25.1	-	56.4	-	-	218.5	
12-31-2049	280.4	31.7	25.5	-	57.2	-	-	221.5	
12-31-2050	281.5	31.8	25.6	-	57.4	-	-	222.3	
12-31-2051	280.2	31.7	25.5	-	57.1	-	-	245.0	
12-31-2052	277.1	31.3	25.2	-	56.5	-	-	242.6	
12-31-2053	272.5	30.8	24.8	-	55.6	-	-	238.9	
12-31-2054	426.5	48.2	38.8	-	86.9	1.9	-	266.7	
12-31-2055	400.4	45.2	36.4	-	81.6	1.9	-	246.1	
12-31-2056	375.8	42.5	34.2	-	76.6	1.9	-	203.0	
12-31-2057	352.8	39.9	32.1	-	71.9	1.9	-	184.8	
12-31-2058	331.2	37.4	30.1	-	67.5	1.9	-	167.8	
Total	4,846.2	547.6	440.4	-	988.0	9.6	373.2	3,475.5	

Totals may not add because of rounding.

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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Discounted at 20% (MM\$)		
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)		Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)
12-31-2023	35.4	-	-	23.0	-	-	-		
12-31-2024	39.0	-	-	23.0	-	-	-		
12-31-2025	44.2	-	-	23.0	-	-	-		
12-31-2026	46.8	-	-	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	19.9	22.6	23.0	-4.6	18.8	6.9		
12-31-2031	46.8	6.6	7.5	23.0	-0.5	5.3	1.7		
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.3		
12-31-2033	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.3		
12-31-2034	46.8	6.6	7.5	23.0	-0.2	4.4	1.6		
12-31-2035	46.8	-6.6	-7.5	23.0	3.1	-10.7	-1.1		
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.2		
12-31-2037	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.1		
12-31-2038	46.8	14.4	16.3	23.0	-2.0	18.3	2.1		
12-31-2039	46.8	7.2	8.2	23.0	0.4	7.8	1.1		
12-31-2040	46.8	-12.7	-14.4	23.0	5.3	-19.7	0.4		
12-31-2041	46.8	-6.6	-7.5	23.0	2.3	-9.8	0.8		
12-31-2042	46.8	30.8	35.1	23.0	11.7	23.4	2.1		
12-31-2043	46.8	64.4	73.2	23.0	20.1	53.1	1.3		
12-31-2044	46.8	81.9	93.1	23.0	20.8	72.3	0.7		
12-31-2045	46.8	82.6	93.9	23.0	24.2	69.7	1.3		
12-31-2046	46.8	88.4	100.5	23.0	25.7	74.8	1.4		
12-31-2047	46.8	99.6	113.3	23.0	24.8	88.5	1.0		
12-31-2048	46.8	102.2	116.2	23.0	25.5	90.7	1.0		
12-31-2049	46.8	103.6	117.8	23.0	25.2	92.6	0.9		
12-31-2050	46.8	104.0	118.2	23.0	25.0	93.2	0.7		
12-31-2051	46.8	114.7	130.3	23.0	27.6	102.7	2.0		
12-31-2052	46.8	113.5	129.0	23.0	27.8	101.2	0.6		
12-31-2053	46.8	111.8	127.1	23.0	28.1	99.0	0.5		
12-31-2054	46.8	124.8	141.9	23.0	31.8	110.1	0.4		
12-31-2055	46.8	115.2	130.9	23.0	29.2	101.7	0.4		
12-31-2056	46.8	95.0	108.0	23.0	25.1	82.9	0.3		
12-31-2057	46.8	86.5	98.3	23.0	23.0	75.3	0.2		
12-31-2058	46.8	78.5	89.3	23.0	20.5	68.7	0.1		
Total		1,626.5	1,849.0		425.3	1,423.7	119.2	44.0	19.4

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 Isramco.

(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Isramco 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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	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\$)					
12-31-2023	548.3	62.0	49.8	-	111.8	127.1	-	66.0	243.4
12-31-2024	530.2	59.9	48.2	-	108.1	117.1	-	66.5	238.4
12-31-2025	591.0	66.8	53.7	-	120.5	8.6	-	66.4	395.6
12-31-2026	604.6	68.3	54.9	-	123.3	2.8	-	66.2	412.3
12-31-2027	606.9	68.6	55.2	-	123.7	3.4	-	63.9	415.9
12-31-2028	618.3	69.9	56.2	-	126.1	1.6	-	61.6	429.0
12-31-2029	617.4	69.8	56.1	-	125.9	1.6	-	62.7	427.3
12-31-2030	625.0	70.6	56.8	-	127.4	1.7	-	64.0	431.9
12-31-2031	750.5	84.8	68.2	-	153.0	1.7	-	65.3	530.5
12-31-2032	771.6	87.2	70.1	-	157.3	1.7	-	66.8	545.8
12-31-2033	793.9	89.7	72.2	-	161.9	1.8	-	68.2	562.2
12-31-2034	815.9	92.2	74.1	-	166.3	30.1	-	69.6	549.9
12-31-2035	832.4	94.1	75.6	-	169.7	30.1	-	71.0	561.5
12-31-2036	843.9	95.4	76.7	-	172.0	1.9	-	72.6	597.4
12-31-2037	854.7	96.6	77.7	-	174.2	1.9	-	74.1	604.4
12-31-2038	854.7	96.6	77.7	-	174.2	1.9	-	74.1	604.4
12-31-2039	854.7	96.6	77.7	-	174.2	1.9	-	74.1	604.4
12-31-2040	854.7	96.6	77.7	-	174.2	44.3	-	74.1	562.0
12-31-2041	854.7	96.6	77.7	-	174.2	16.1	-	74.1	590.2
12-31-2042	854.7	96.6	77.7	-	174.2	17.3	-	74.1	589.0
12-31-2043	854.7	96.6	77.7	-	174.2	17.3	-	74.1	589.0
12-31-2044	802.3	90.7	72.9	-	163.6	1.9	-	73.5	563.3
12-31-2045	753.2	85.1	68.4	-	153.6	17.3	-	73.0	509.4
12-31-2046	707.1	79.9	64.3	-	144.2	17.3	-	72.7	472.9
12-31-2047	663.8	75.0	60.3	-	135.3	1.9	-	72.4	454.1
12-31-2048	623.1	70.4	56.6	-	127.0	1.9	-	72.2	422.0
12-31-2049	585.0	66.1	53.2	-	119.3	1.9	-	71.9	391.9
12-31-2050	549.1	62.1	49.9	-	112.0	1.9	-	71.7	363.6
12-31-2051	515.5	58.3	46.8	-	105.1	1.9	-	71.5	337.0
12-31-2052	483.9	54.7	44.0	-	98.7	1.9	-	71.3	312.1
12-31-2053	454.3	51.3	41.3	-	92.6	1.9	-	71.1	288.7
12-31-2054	426.5	48.2	38.8	-	86.9	1.9	-	70.9	266.7
12-31-2055	400.4	45.2	36.4	-	81.6	1.9	-	70.7	246.1
12-31-2056	375.8	42.5	34.2	-	76.6	1.9	23.7	70.6	203.0
12-31-2057	352.8	39.9	32.1	-	71.9	1.9	23.7	70.4	184.8
12-31-2058	331.2	37.4	30.1	-	67.5	1.9	23.7	70.3	167.8
Total	23,556.5	2,661.9	2,140.7	-	4,802.6	491.2	71.1	2,523.8	15,667.8

Totals may not add because of rounding.

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
ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)			Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	35.4	86.1	157.3	98.2	23.0	59.1	95.8	93.6	91.6	89.6
12-31-2024	39.0	93.1	145.4	92.6	23.0	52.8	86.0	80.2	75.0	70.4
12-31-2025	44.2	174.9	220.7	180.3	23.0	40.4	159.6	142.1	127.1	114.3
12-31-2026	46.8	193.0	219.4	179.5	23.0	39.8	151.4	128.6	110.1	94.9
12-31-2027	46.8	194.6	221.2	178.9	23.0	42.3	143.6	116.5	95.4	78.8
12-31-2028	46.8	200.8	228.3	184.3	23.0	44.0	140.9	109.1	85.4	67.6
12-31-2029	46.8	200.0	227.3	183.2	23.0	44.1	133.4	103.4	73.9	56.0
12-31-2030	46.8	202.1	229.8	185.1	23.0	44.7	128.4	90.6	64.9	47.2
12-31-2031	46.8	248.3	282.2	225.3	23.0	56.9	148.8	100.2	68.7	47.8
12-31-2032	46.8	255.4	290.4	231.6	23.0	58.8	145.7	93.6	61.4	41.0
12-31-2033	46.8	263.1	299.1	237.4	23.0	61.7	142.2	87.3	54.7	35.0
12-31-2034	46.8	257.3	292.5	224.1	23.0	68.4	127.9	74.9	44.9	27.5
12-31-2035	46.8	262.8	298.7	224.2	23.0	74.5	121.8	66.1	39.1	23.0
12-31-2036	46.8	279.6	317.8	246.1	23.0	71.7	127.4	68.0	37.3	21.0
12-31-2037	46.8	282.9	321.5	248.9	23.0	72.6	122.7	62.5	32.8	17.7
12-31-2038	46.8	282.9	321.5	248.9	23.0	72.7	116.8	56.8	28.5	14.7
12-31-2039	46.8	282.9	321.5	248.9	23.0	72.7	111.3	51.6	24.8	12.3
12-31-2040	46.8	263.0	299.0	221.8	23.0	77.2	94.4	41.8	19.2	9.1
12-31-2041	46.8	276.2	314.0	240.8	23.0	73.2	97.7	41.3	18.1	8.3
12-31-2042	46.8	275.7	313.4	240.4	23.0	73.0	92.8	37.5	15.8	6.9
12-31-2043	46.8	275.7	313.4	240.7	23.0	72.6	88.5	34.1	13.7	5.7
12-31-2044	46.8	263.6	299.7	234.1	23.0	65.6	82.0	30.2	11.6	4.6
12-31-2045	46.8	238.4	271.0	207.8	23.0	63.2	69.3	24.3	9.0	3.4
12-31-2046	46.8	221.3	251.6	192.6	23.0	59.0	61.2	20.5	7.2	2.7
12-31-2047	46.8	212.5	241.6	188.7	23.0	52.8	57.1	18.3	6.1	2.2
12-31-2048	46.8	197.5	224.5	175.6	23.0	48.9	50.6	15.5	5.0	1.7
12-31-2049	46.8	183.4	208.5	163.2	23.0	45.2	44.8	13.1	4.0	1.3
12-31-2050	46.8	170.2	193.4	151.7	23.0	41.8	39.6	11.0	3.2	1.0
12-31-2051	46.8	157.7	179.3	139.8	23.0	39.5	34.8	9.2	2.6	0.8
12-31-2052	46.8	146.1	166.0	129.3	23.0	36.7	30.7	7.8	2.1	0.6
12-31-2053	46.8	135.1	153.6	119.4	23.0	34.2	27.0	6.5	1.7	0.5
12-31-2054	46.8	124.8	141.9	110.1	23.0	31.8	23.7	5.5	1.3	0.4
12-31-2055	46.8	115.2	130.9	101.7	23.0	29.2	20.8	4.6	1.1	0.3
12-31-2056	46.8	95.0	108.0	82.9	23.0	25.1	16.2	3.4	0.8	0.2
12-31-2057	46.8	86.5	98.3	75.3	23.0	23.0	14.0	2.8	0.6	0.1
12-31-2058	46.8	78.5	89.3	68.7	23.0	20.5	12.2	2.3	0.5	0.1
Total		7,275.9	8,391.9	6,501.9		1,889.9	3,161.0	1,852.0	1,239.2	908.5

Totals may not add because of rounding.

(1) Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco'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 Isramco.

(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Isramco 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
 ISRAMCO NEGEV-2 LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
 TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
 AS OF DECEMBER 31, 2022

Year	Istramco Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)		Net Revenue	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)	
		Price Received	Royalties Paid			Production Costs
2022 ⁽²⁾	104.8	4.95	1.00	0.45	3.50	3.6
2021	88.6	4.63	0.92	0.44	3.27	2.9
2020	84.4	5.15	1.05	0.33	3.77	2.7

Note: Values in this table have been provided by Istramco; these values are based on historical data since January 2020 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 2022 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

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	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.25	0.24	0.76	0.79	0.82	368	370	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	368	370	372	0.62	0.67	0.72

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

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

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

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

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	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	370	372	374	0.62	0.67	0.72

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

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

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