

תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ

(“החברה”)

29 במרס, 2023

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

א.ג.ג.,

הנדון : דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בפרויקט תמר

בהמשך לאמור בדיווח מיידי בקשר עם הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 30 ביוני 2022, (מספר אסמכתא : 115764-01-2022), הכולל את מאגרי תמר ותמר South-West (להלן : “תמר SW”), שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן : “פרויקט תמר” ו-“חזקת תמר”, בהתאמה), ובדבר נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחס לזכות התמלוגים של החברה (להלן : “זכות התמלוגים”) בגין העתודות בפרויקט תמר ליום 30 ביוני 2022, מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 31 בדצמבר 2022, כמפורט בדוח זה להלן. לפרטים בדבר זכות התמלוגים, ראו בסעיף 8 לפרק א' בדוח התקופתי של החברה לשנת 2022 המתפרסם במקביל לדוח זה ונכלל בדוח זה על דרך ההפניה (להלן : “הדוח התקופתי לשנת 2022”). למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים המצורף לדוח התקופתי לשנת 2022. יובהר ויודגש כי החברה אינה מחזיקה בזכויות ישירות במאגר תמר, אינה נושאת בעלויות הפיתוח והתפעול של פרויקט תמר ואין לה כל השפעה על אופן ניהול פרויקט תמר. בהתאם, אין לחברה גישה ישירה למידע שגילוי נדרש בקשר לזכות התמלוגים של החברה, ועל כן, החברה נשענת על דיווחי ופרסומי שותפי תמר (לרבות הערכות, הנחות, תחזיות והתקשרויות) בדוחות התקופתיים שלה וכן בדיווחים המיידים. משכך, המידע וההערכות הכלולים בדוח זה מבוססים בעיקרם על דיווחים, מידע ונתונים פומביים שפרסמו שותפי תמר.

1. רקע

ביום 7 לדצמבר 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.

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

2.1. צינור ההולכה שלישי – נכון למועד הדוח, יכולת אספקת הגז המרבית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של 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% מהפרויקט) לביצוע ההשקעה בצינור ההולכה 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 החברה) המביא בחשבון את הפיתוח של צינור ההולכה השלישי (באלפי דולר, לאחר היטל ומס)¹:

קטגוריה/רגישות	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 5%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	300,515	188,077	130,014	96,992	76,632
עתודות צפויים (Probable Reserves)	103,257	37,431	14,876	6,382	2,918
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	403,772	225,507	144,890	103,374	79,550
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	95,096	24,194	6,889	2,165	741
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)	498,868	249,701	151,779	105,539	80,291

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 על פי פרסומיהם לקראת הגדלה נוספת של יכולת ההפקה היומית המרבית לעד כ- BCF 1.6 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 תתאפשר לאור ההרחבה הנוספת, נדרש שדרוג של מערכת ההולכה לייצוא. על פי דיווחי שותפי תמר, שדרוג מערכת ההולכה לייצוא יכול להתבצע באמצעות השתתפות במימון של שותפי תמר ושימוש בקיבולות 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 הירדנית (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 במי מהחלופות לעיל, תושפע מאישורים רגולטוריים הניתנים על ידי המדינה ומהחלטות

¹ הסכומים בטבלאות המובאות בדוח זה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

של ספקי גז אחרים בנוגע להשתתפותם בהשקעות במערכות ההולכה. תחת ההנחות כי פרויקט תמר יישא בכמחצית מעלות ההשקעה הכוללת בתחנת הדחיסה בירדן ובכשליש מעלות ההשקעה הכוללת בתחנת הדחיסה באזור רמת חובב והצינור הנלווה², העלות המוערכת הכוללת של חלקם של שותפי תמר בשדרוג מערכת ההולכה לייצוא כאמור לעיל, על פי הערכתם, הינה כ-280 מיליון דולר (100% פרויקט).

ההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא כפופים לקבלת החלטת השקעה סופית (FID), אשר להערכת תמר פטרוליום, 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.

על פי המידע שפורסם על ידם, 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.

להערכת תמר פטרוליום הרחבה נוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא עשויים להביא לשינויים שלהלן:

(1) עלייה הדרגתית בכמויות הנמכרות החל משנת 2027 עד להיקף שנתי של כ-15.2 BCM החל משנת 2028 ועד שנת 2038, וירידה הדרגתית במכירות ולאחר מכן לכ-8.4 BCM 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 כ-6 BCM (כולל מכוח היתר הייצוא הקיים בהיקף שנתי של כ-2 BCM);

(2) גידול בהשקעות ההוניות (במערכת ההולכה לייצוא ובמתקן הקבלה באשדוד) בהיקף כולל של כ-135 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-1.6 BCF ליום, ייתכן כי לא תימכר כל הכמות שניתן יהיה להפיק, שכן אין ודאות שיתקיימו יתר התנאים הנדרשים כמפורט לעיל, לרבות אישורים מצדדים שלישיים הנדרשים לצורך שדרוג מערכת ההולכה לייצוא. במקרה כאמור, להערכת תמר פטרוליום 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 תמר פטרוליום להעריך בשלב זה את ההיקף האמור והשפעתו על נתוני התזרים המהוון.

להערכת החברה, ככל שתתקבל החלטת השקעה סופית (FID) להרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא וכן יתקיימו התנאים כמתואר לעיל, צפוי הדבר להשפיע באופן חיובי על הכנסות החברה מפרויקט

² השיעור הינו בהתאם להערכת תמר פטרוליום את שיעור ההקצאה המוערך של פרויקט תמר בהקצאה בקיבולות מערכות ההולכה הרלוונטיות.

תמר עקב הגדלת יכולת ההפקה היומית וצפי למכירת גז בהיקף שנתי גבוה, כמפורט לעיל. אולם, אין ביכולת החברה להעריך את גודל ההשפעה החיובית הצפויה, וזאת בין היתר, לאור היעדר גישה ישירה למידע שגילוי נדרש בקשר לזכויות התמלוגים של החברה ולאור העובדה שתמר פטרוליום נשענת בהערכתה על אומדנים רבים ואי וודאות בדבר התקיימות התנאים שלעיל.

למען הסר ספק יובהר כי המידע המובא לעיל בדבר הערכות החברה ושותפי תמר בקשר עם תרחישי הקדמת הקמת הצינור השלישי וההרחבה הנוספת ושדרוג מערכת ההולכה לייצוא כמתואר לעיל מהווה "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968, המתבסס על דיווחים של שותפי תמר בדבר הערכות ותוכניות העבודה שלהן נכון למועד זה, על אומדני Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה") 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 החלטות השקעה סופיות (FID) של כלל שותפי תמר לגבי התרחישים האמורים לעיל אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בתמר פטרוליום 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 28 לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022, אשר המידע האמור בו מובא בדרך של הפנייה, אשר יגרמו לכך כי לא תתקבלנה החלטות השקעה סופיות הכוללות תרחישים כאמור במועדים המפורטים לעיל, או שתתקבלנה החלטות השקעה אשר הינן שונות 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 החברה מ-Netherland, Sewell & Associates Inc (להלן: "NSAI" או "המעריך"), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31 בדצמבר 2022 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל את מאגר תמר ומאגר תמר⁴ SW), הן כמפורט להלן:

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) החלק המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה ³		סה"כ (100%) בנכס הנפט						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		מאגר תמר		
בקונדנסט Million Barrels	בגז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
0.1	114.5	9.8	7,515.3	0.8	593.5	9.0	6,921.8	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.1	393.6	3.3	2,5834.0	0.3	193.1	3.0	2,340.9	עתודות צפויות (Probable Reserves)
0.2	153.1	13.1	10,049.3	1.0	786.6	12.0	9,262.7	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.0	35.5	3.0	2,332.9	0.3	211.6	2.8	2,121.3	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
0.2	188.6	16.1	12,382.2	1.3	998.2	14.8	11,384.0	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

³ כמות המשאבים המיוחסת לחברה בדוח העתודות של NSAI חושבה ביחס לשיעור תמלוגים של 1.523%, השווה לשיעור התמלוגים שזכאית החברה לקבל ממשלמות התמלוגים ולפי שיעורו המלא (4.875%) כשהוא מוכפל בשיעור זכויותיהן של משלמות התמלוגים בחזקת תמר (בסה"כ ביחד - 31.25%). יצוין כי התמלוגים האמורים יחושבו בפועל לפי שווי שוק בפי הבאר ועל כן בפועל הם עשויים להיות נמוכים מהשיעור האמור (לפרטים נוספים בדבר אופן חישוב התמלוגים למדינה, ראו סעיף 8.2 לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022).

⁴ העתודות המצויינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות עתודות המצויות בשטח רישיון 353/רע"ר. לפרטים ראו סעיף 9.1 ז' לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022.

בדוח העתודות ציינה NSAI, כי שלב הבשלות של הפרויקט אליו משתייכות העתודות הינן 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 של NSAI לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות של NSAI או על מסחריותן, ועל כן לא כללה בדוח העתודות של NSAI עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים מפותחים בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזייתיה בנוגע להפקה עתידית תהינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל של השותפים בפרויקט תמר מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מהמפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל של השותפים בפרויקט תמר, 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 של השותפים בפרויקט תמר, עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה מפרויקט תמר בפועל.

ב. נתוני התזרים המהוון

להלן מובאים נתוני תזרים המזומנים המהוון המיוחס לזכות התמלוגים של החברה (להלן: "התזרים המהוון"), הכוללים את פיתוח הצינור השלישי כמפורט לעיל. החברה אינה מחזיקה בזכויות ישירות בפרויקט תמר, ואינה מעורבת או חשופה להתקשרויות של משלמות התמלוגים עם לקוחותיהם ואינה חשופה או מהווה צד לחוזי אספקת הגז (לעניין זה, ראו, בין היתר, את האמור בסעיף 8.7 לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022). משכך, נתוני התזרים המהוון וההנחות המפורטות להלן הם למיטב ידיעת החברה ומבוססים, בין היתר, על נתונים, הנחות ותחזיות שפורסמו על ידי שותפי תמר וגופים נוספים וכן על הערכות והנחות שונות שסופקו לחברה על ידי היועצים החיצוניים – BDO Consulting Group (להלן: "BDO").

להלן פירוט של ההנחות העיקריות לפיהן נערך התזרים המהוון :

1. כמויות המכירה החזויות – ההנחות בתזרים המהוון לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי משלמות התמלוגים בפרויקט תמר מבוססות על: (i) כושר ההפקה הנוכחי של פרויקט תמר⁵ וכן כושר ההפקה החזוי לפני ולאחר פיתוח הצינור השלישי (כהגדת 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 לגבי כמויות גז טבעי שתימכרנה ללקוחות בפרויקט תמר תחת ההסכמים הקיימים בהם התקשרו משלמות התמלוגים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy (ראו סעיף 11.5 ב. לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022 (להלן: "הסכם הייצוא למצרים)) בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן שותפי תמר עשו 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"מ⁶ (להלן: "חברת החשמל") ועם דליה אנרגיות כה בע"מ⁷ (להלן: "דליה"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר משלמות התמלוגים עשויות למכור בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה על-ידי BDO⁸ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים בשוק המקומי⁹; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת משלמות התמלוגים תמכרנה בשווקים האזוריים (מכירות למצרים ולירדן) בהיקף מצרפי כולל של כ-40 BCM עד לשנת 2040¹⁰.
2. מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט – ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שימכרו שותפי תמר מבוססות על מידע פומבי שפרסמו חלק משותפי תמר, הכולל תזרימי מזומנים עתידיים מפרויקט תמר ומבוססים, בין היתר, על הערכות ואומדנים שהן קיבלו מ-BDO, וכן על הערכות ואומדנים שסופקו לחברה על ידי BDO, ובכלל זאת ההנחות הבאות:
 - (א) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול שנתי של כ-4.2% בשנת 2023, כ-2.5% בשנת 2024 וכ-2.2% לשנה החל משנת 2025;
 - (ב) מחיר ממוצע שנתי של חבית ברנט (Brent) – התבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹¹: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי ו-2 חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: Wood Mackenzie ו-IHS Global Insights. בהתאם לכך, הונח בתזרים

⁵ יכולת אספקת הגז המרבית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נתג'וז, עומדת נכון למועד דוח זה על כ-1.1 BCF ליום. לאחר ביצוע השקעת הצינור השלישי יכולת אספקת הגז המרבית מפרויקט תמר צפויה להיות כ-1.2 BCF ליום.

⁶ לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לחברת החשמל, ראו סעיף 11.4 ד' לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022.

⁷ לפרטים בדבר התיקון להסכם אספקת גז לדליה, ראו סעיף 11.4 ה' לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022.

⁸ תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל של BDO לשנים הקרובות הינן 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 היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות 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 חשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישורין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁹ מאגר כריש החל בהפקה ואספקה של גז טבעי לשוק המקומי בחודש אוקטובר 2022.

¹⁰ הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החזויות בהסכמי הייצוא הקיימים, תמכרנה כמויות גז נוספות בשיעורים דומים ליחס שבין הכמויות בהסכמים הקיימים בשוק המקומי לכמויות הסכמי הייצוא.

¹¹ למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה 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.

מחיר 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.

(ג) תעריף ייצור החשמל – תחזית מבוססת על מתודולוגיית עדכון תעריפי הייצור של רשות החשמל, המושפעים, בין היתר, מתחזית מחירי הדלקים לייצור חשמל לרבות גז טבעי (הכוללים גם עלויות מס פחמן)¹², מעלויות ההון המוכרות לחברת חשמל, 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, שינוי במחירים עלול להיווצר, בין היתר, עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז לעיל, עקב שיקולים מסחריים ותחרותיים, ועקב מנגנוני התאמת מחירים כפי שנקבעו, בין היתר, בהסכם עם חברת החשמל¹³ ובהסכם הייצוא למצרים¹⁴. במסגרת התזרים הונח כי תבוצע הפחתה בשיעור של 5% במחיר של הכמות המינימאלית לחיוב ביום 31 לדצמבר 2024, וכי תבוצע עלייה בשיעור של 10% במחיר של כמות ההתחייבות התפעולית ביום 1 ביולי 2028.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי הברנט, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה ופערי שוק. לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 11.6 לפרק א' לדוח התקופתי

3. בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין וכן השלכות המס בקשר עם רכישת הזכויות מדלק אנרגיה בהתאם להחלטות המיסוי שהתקבלו מרשות המיסים בקשר עם רכישת הזכויות כאמור. החברה נישומה לצרכי מס על בסיס מדידה שקלית, ועל כן היא חשופה לסיכוני שער חליפין שקל-דולר המשליכים על קביעת התוצאות לצרכי המס. בהקשר זה יצוין כי בתזרים המהוון הונח שער דולר קבוע של 3.5 ש"ח לדולר.

4. אופן חישוב שווי השוק על פי הבאר של התמלוגים המשולמים לחברה בתזרים המהוון נעשה בהתאם לעקרונות לפיהם מחושבים תמלוגי המדינה. על בסיס פרסומים של שותפי תמר, בתזרים המהוון נלקח בחשבון שיעור תמלוגי מדינה אפקטיבי של 11.3%, ובהתאם לכך ההנחה בתזרים היא כי שיעור התמלוגים שישולם לחברה יעמוד על 4.407% מזכויותיהן של משלמות התמלוגים בפרויקט (ביחד – 31.25%). יצוין כי למיטב ידיעת החברה, נכון למועד פרסום דוח זה, השותפים בפרויקט תמר נמצאים בדיון עם משרד האנרגיה לגבי אופן חישוב השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו על-ידי משלמות התמלוגים למדינה. לפיכך, השיעור בפועל של התמלוגים שישולמו לחברה אינו סופי והוא עשוי להשתנות. לפרטים נוספים בעניין וכן בדבר הסדרים בין הצדדים עד להשלמת הדיונים האמורים, ראו סעיף 8.2 לפרק א' בדוח התקופתי לשנת 2022.

¹² לפרטים ראו סעיף 23.6 לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022

¹³ ההסכם עם חברת החשמל כולל מנגנונים לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) של הכמות המינימלית לחיוב ביום 31 לדצמבר 2024 ולעדכון המחיר של כמות ההתחייבות התפעולית ביום 1 ביולי 2028 בהינתן תנאים מסויימים הקבועים בהסכם.

¹⁴ 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 המהוון הונח כי לא תבוצענה התאמות מחיר במועדים האמורים.

5. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט (להלן: "ההיטל") אשר יחול על החברה בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"). בהתאם לחוק, ההיטל שיחול על החברה יחויב בשיעור ההיטל כפי שנקבע אצל משלמות התמלוגים. חיוב זה יתבצע באמצעות ניכוי במקור על-ידי משלמות התמלוגים. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינות ומפרשות אותן משלמות התמלוגים ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי מיזם תמר לרשות המסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט. יצוין, כי למיטב ידיעת החברה, נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי ההיטל של מיזם תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ההשגה והערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל של משלמות התמלוגים נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק המיסוי ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי; בהמשך לאמור בבאור 3'7 לדוחות הכספיים לשנת 2022 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. בחודש פברואר 2023 הגישו שותפי תמר הודעת ערעור לבית המשפט המחוזי בת"א על השומה האמורה ושילמו 75% מסכום השומה (חלקה של החברה כ-1.5 מליון 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 מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשפ"ב-2021, דהיינו, הקדמת תשלום של 75% מהיטל השנוי במחלוקת למועד החלטת פקיד השומה בהשגה שהוגשה לו על שומה לפי מיטב השפיטה.

6. ההנחות בתזרים לגבי ההוצאות התפעוליות וההוצאות ההוניות בפרויקט תמר, לרבות הוצאות הנטישה, מבוססות, בין היתר, על מידע שפרסמו משלמות התמלוגים כן על בחינה שביצעה NSAI אשר אישרה כי עלויות אלו סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע פומבי והיכרות עם פרויקטים דומים.

7. הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התשלום בפועל.

העדכונים העיקריים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון ליום 30 ביוני 2022 הינם כדלקמן:

1. 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).

2. גידול בהוצאות המסים החזויות של החברה כתוצאה מעלייה בשער החליפין שקל-דולר.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31 בדצמבר 2022 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס להכנסות שינבעו לחברה מזכות התמלוגים בפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות בטבלה לעיל:

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון -ב- 20%	מהוון -ב- 15%	מהוון -ב- 10%	מהוון -ב- 7.5%	מהוון -ב- 5%	מהוון -ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
13,456	13,745	14,054	14,217	14,385	14,740	2,394	9,398	26,533	10.20	468	31.12.2023
10,273	10,950	11,705	12,116	12,551	13,504	2,052	10,011	25,568	10.06	462	31.12.2024
8,793	9,780	10,929	11,576	12,277	13,870	1,894	12,548	28,312	11.42	524	31.12.2025
7,201	8,358	9,765	10,583	11,492	13,632	1,777	13,555	28,964	11.65	535	31.12.2026
6,020	7,291	8,906	9,876	10,979	13,675	1,790	13,605	29,070	11.65	535	31.12.2027
5,099	6,444	8,229	9,338	10,628	13,899	1,857	13,861	29,618	11.65	535	31.12.2028
4,244	5,597	7,472	8,676	10,110	13,882	1,852	13,842	29,576	11.65	535	31.12.2029
3,574	4,919	6,865	8,156	9,731	14,030	1,896	14,011	29,937	11.65	535	31.12.2030
3,502	5,028	7,336	8,920	10,895	16,494	2,632	16,825	35,951	11.65	535	31.12.2031
2,991	4,482	6,837	8,506	10,636	16,908	2,756	17,298	36,961	11.65	535	31.12.2032
2,557	3,998	6,376	8,117	10,392	17,346	2,887	17,799	38,031	11.65	535	31.12.2033
2,184	3,563	5,940	7,738	10,143	17,776	3,015	18,290	39,081	11.65	535	31.12.2034
1,853	3,155	5,499	7,330	9,836	18,100	3,112	18,660	39,872	11.65	535	31.12.2035
1,358	2,413	4,397	5,997	8,239	15,919	2,762	16,434	35,115	10.12	465	31.12.2036
994	1,843	3,512	4,901	6,894	13,987	2,447	14,456	30,889	8.79	404	31.12.2037
719	1,391	2,771	3,957	5,699	12,141	2,124	12,548	26,813	7.63	350	31.12.2038
521	1,051	2,189	3,199	4,716	10,550	1,845	10,904	23,299	6.63	304	31.12.2039
377	794	1,729	2,585	3,902	9,165	1,603	9,473	20,241	5.76	264	31.12.2040
273	599	1,364	2,088	3,226	7,956	1,392	8,223	17,571	5.00	230	31.12.2041
198	454	1,079	1,689	2,673	6,922	1,211	7,154	15,286	4.35	200	31.12.2042
143	342	850	1,362	2,206	5,999	1,049	6,200	13,248	3.77	173	31.12.2043
104	259	673	1,103	1,829	5,221	914	5,397	11,531	3.28	151	31.12.2044
75	195	531	891	1,513	4,536	794	4,689	10,018	2.85	131	31.12.2045
54	147	419	719	1,249	3,931	688	4,063	8,682	2.47	113	31.12.2046
39	111	331	582	1,035	3,421	599	3,536	7,556	2.15	99	31.12.2047
28	82	256	460	839	2,911	509	3,008	6,428	1.83	84	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
76,632	96,992	130,014	154,681	188,077	300,515	47,851	295,788	644,151	213	9,772	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	0	8,015	0	(0)	-	0	31.12.2023
-	-	-	-	-	0	6,872	0	(0)	-	(0)	31.12.2024
-	-	-	-	-	0	6,340	0	0	-	0	31.12.2025
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	5,950	0	(0)	-	(0)	31.12.2026
-	-	-	-	-	0	5,994	(0)	0	-	(0)	31.12.2027
-	-	-	-	-	0	6,218	0	(0)	-	(0)	31.12.2028
-	-	-	-	-	0	6,201	(0)	0	-	(0)	31.12.2029
0	0	0	0	0	0	6,349	(0)	0	-	(0)	31.12.2030
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	8,812	0	(0)	-	(0)	31.12.2031
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	9,226	(0)	0	-	(0)	31.12.2032
0	0	0	0	0	(0)	9,664	(0)	0	-	(0)	31.12.2033
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	10,095	(0)	0	-	(0)	31.12.2034
0	0	0	0	0	0	10,419	0	0	-	(0)	31.12.2035
205	365	665	907	1,246	2,407	11,062	2,484	5,309	1.53	70	31.12.2036
324	600	1,143	1,595	2,243	4,550	11,651	4,704	10,051	2.86	131	31.12.2037
379	733	1,460	2,085	3,003	6,396	11,974	6,612	14,127	4.02	185	31.12.2038
394	796	1,657	2,422	3,571	7,987	12,253	8,256	17,641	5.02	231	31.12.2039
386	812	1,768	2,644	3,990	9,372	12,495	9,687	20,699	5.89	271	31.12.2040
335	737	1,678	2,567	3,967	9,782	16,181	10,937	23,369	6.65	305	31.12.2041
223	512	1,219	1,908	3,020	7,819	17,933	9,687	20,699	5.89	270	31.12.2042
165	396	984	1,576	2,554	6,942	15,758	8,585	18,344	5.22	240	31.12.2043
122	305	793	1,300	2,156	6,156	13,861	7,601	16,242	4.62	212	31.12.2044
90	235	639	1,072	1,821	5,457	12,184	6,728	14,377	4.09	188	31.12.2045
67	182	517	887	1,542	4,853	10,719	5,972	12,760	3.63	167	31.12.2046
49	140	416	730	1,300	4,296	9,423	5,280	11,282	3.21	147	31.12.2047
37	110	340	611	1,114	3,866	8,292	4,734	10,115	2.88	132	31.12.2048

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
48	147	477	877	1,637	5,963	7,744	6,812	14,556	4.14	190	31.12.2049
35	112	380	715	1,365	5,222	6,782	5,966	12,749	3.63	167	31.12.2050
25	85	303	584	1,143	4,590	5,961	5,244	11,204	3.19	146	31.12.2051
19	65	242	477	955	4,028	5,231	4,602	9,833	2.80	129	31.12.2052
14	50	195	393	806	3,570	4,637	4,079	8,716	2.48	114	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
2,918	6,382	14,876	23,351	37,431	103,257	30,84	117,969	252,072	72	3,292	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
13,456	13,745	14,054	14,217	14,385	14,740	2,394	9,398	26,533	10.20	468	31.12.2023
10,273	10,950	11,705	12,116	12,551	13,504	2,052	10,011	25,568	10.06	462	31.12.2024
8,793	9,780	10,929	11,576	12,277	13,870	1,894	12,548	28,312	11.42	524	31.12.2025
7,201	8,358	9,765	10,583	11,492	13,631	1,777	13,555	28,964	11.65	535	31.12.2026
6,020	7,291	8,906	9,876	10,979	13,675	1,790	13,605	29,070	11.65	535	31.12.2027
5,099	6,444	8,229	9,338	10,628	13,899	1,857	13,861	29,618	11.65	535	31.12.2028
4,244	5,597	7,472	8,676	10,110	13,882	1,852	13,842	29,576	11.65	535	31.12.2029
3,574	4,919	6,865	8,157	9,731	14,030	1,896	14,011	29,937	11.65	535	31.12.2030
3,502	5,028	7,336	8,920	10,894	16,494	2,632	16,825	35,951	11.65	535	31.12.2031
2,991	4,482	6,837	8,505	10,636	16,908	2,756	17,298	36,961	11.65	535	31.12.2032
2,557	3,998	6,376	8,117	10,392	17,346	2,887	17,799	38,031	11.65	535	31.12.2033
2,184	3,563	5,940	7,738	10,143	17,776	3,015	18,290	39,081	11.65	535	31.12.2034
1,853	3,155	5,499	7,330	9,836	18,100	3,112	18,660	39,872	11.65	535	31.12.2035
1,564	2,777	5,061	6,903	9,484	18,326	3,179	18,918	40,424	11.65	535	31.12.2036
1,318	2,443	4,654	6,496	9,137	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2037
1,098	2,124	4,231	6,042	8,702	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2038
915	1,847	3,847	5,621	8,287	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2039
763	1,606	3,497	5,229	7,893	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2040
608	1,337	3,042	4,654	7,193	17,738	4,042	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2041
421	966	2,298	3,598	5,693	14,741	4,403	16,841	35,985	10.24	470	31.12.2042
308	737	1,834	2,938	4,760	12,941	3,866	14,785	31,592	8.99	413	31.12.2043
226	564	1,466	2,403	3,985	11,377	3,398	12,998	27,773	7.90	363	31.12.2044
165	431	1,170	1,963	3,334	9,993	2,985	11,417	24,395	6.94	319	31.12.2045
121	329	935	1,605	2,791	8,784	2,624	10,035	21,442	6.10	280	31.12.2046
89	251	747	1,312	2,335	7,717	2,305	8,816	18,838	5.36	246	31.12.2047
65	192	596	1,072	1,953	6,777	2,024	7,742	16,543	4.71	216	31.12.2048
48	147	477	877	1,637	5,963	1,781	6,812	14,556	4.14	190	31.12.2049
35	112	380	715	1,365	5,222	1,560	5,966	12,749	3.63	167	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
25	85	303	584	1,143	4,590	1,371	5,244	11,204	3.19	146	31.12.2051
19	65	242	477	955	4,028	1,203	4,602	9,833	2.80	129	31.12.2052
14	50	195	393	806	3,570	1,066	4,079	8,716	2.48	114	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
79,550	103,374	144,890	178,032	225,507	403,772	78,694	413,757	896,223	285	13,064	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	-	-	-	31.12.2030
0	0	0	0	0	0	0	(0)	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
0	0	0	0	0	0	0	(0)	-	-	-	31.12.2034
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	-	-	-	31.12.2035
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
0	0	0	0	0	0	0	(0)	-	-	-	31.12.2038
0	0	0	0	0	0	0	(0)	-	-	-	31.12.2039
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	-	-	-	31.12.2040
(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	0	-	-	-	31.12.2041
58	133	316	495	784	2,030	606	2,319	4,955	1.41	65	31.12.2042
91	218	543	869	1,408	3,829	1,144	4,375	9,348	2.66	122	31.12.2043
87	216	562	922	1,529	4,364	1,303	4,985	10,652	3.03	139	31.12.2044
79	206	560	939	1,595	4,781	1,428	5,462	11,670	3.32	152	31.12.2045
70	190	541	929	1,615	5,083	1,518	5,807	12,408	3.53	162	31.12.2046
61	173	513	901	1,603	5,298	1,583	6,053	12,933	3.68	169	31.12.2047
52	154	479	860	1,567	5,439	1,625	6,213	13,277	3.78	174	31.12.2048
44	136	440	809	1,510	5,502	1,643	6,286	13,431	3.82	175	31.12.2049
37	119	403	758	1,448	5,539	1,654	6,328	13,521	3.85	177	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
31	103	364	702	1,372	5,510	1,646	6,296	13,452	3.83	176	31.12.2051
25	88	328	646	1,293	5,452	1,629	6,229	13,310	3.79	174	31.12.2052
20	75	291	587	1,203	5,327	1,591	6,086	13,004	3.70	170	31.12.2053
27	102	415	856	1,796	8,351	2,495	9,541	20,387	5.80	266	31.12.2054
21	83	354	747	1,605	7,838	2,341	8,955	19,134	5.44	250	31.12.2055
16	68	302	652	1,435	7,356	2,197	8,404	17,958	5.11	235	31.12.2056
13	56	258	570	1,283	6,905	2,062	7,889	16,856	4.80	220	31.12.2057
10	45	220	498	1,149	6,492	1,939	7,417	15,849	4.51	207	31.12.2058
741	2,165	6,889	12,740	24,194	95,096	28,405	108,644	232,145	66	3,033	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
13,456	13,745	14,054	14,217	14,385	14,740	2,394	9,398	26,533	10.20	468	31.12.2023
10,273	10,950	11,705	12,116	12,551	13,504	2,052	10,011	25,568	10.06	462	31.12.2024
8,793	9,780	10,929	11,576	12,277	13,870	1,894	12,548	28,312	11.42	524	31.12.2025
7,201	8,358	9,765	10,583	11,492	13,631	1,777	13,555	28,964	11.65	535	31.12.2026
6,020	7,291	8,906	9,876	10,979	13,675	1,790	13,605	29,070	11.65	535	31.12.2027
5,099	6,444	8,229	9,338	10,628	13,899	1,857	13,861	29,618	11.65	535	31.12.2028
4,244	5,597	7,472	8,676	10,110	13,882	1,852	13,842	29,576	11.65	535	31.12.2029
3,574	4,919	6,865	8,156	9,731	14,030	1,896	14,011	29,937	11.65	535	31.12.2030
3,502	5,028	7,336	8,920	10,895	16,494	2,632	16,825	35,951	11.65	535	31.12.2031
2,991	4,482	6,837	8,505	10,636	16,908	2,756	17,298	36,961	11.65	535	31.12.2032
2,557	3,998	6,376	8,117	10,392	17,346	2,887	17,799	38,031	11.65	535	31.12.2033
2,184	3,563	5,940	7,738	10,143	17,776	3,015	18,290	39,081	11.65	535	31.12.2034
1,853	3,155	5,499	7,330	9,836	18,100	3,112	18,660	39,872	11.65	535	31.12.2035
1,564	2,777	5,061	6,903	9,484	18,326	3,179	18,918	40,424	11.65	535	31.12.2036
1,318	2,443	4,654	6,496	9,137	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2037
1,098	2,124	4,231	6,042	8,702	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2038
915	1,847	3,847	5,621	8,287	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2039
763	1,606	3,497	5,229	7,893	18,537	3,243	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2040
608	1,337	3,042	4,654	7,193	17,738	4,042	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2041
479	1,099	2,614	4,093	6,477	16,770	5,009	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2042
399	956	2,377	3,808	6,168	16,770	5,009	19,160	40,940	11.65	535	31.12.2043
312	780	2,028	3,325	5,514	15,741	4,702	17,983	38,425	10.93	502	31.12.2044
244	636	1,730	2,903	4,929	14,774	4,413	16,879	36,065	10.26	471	31.12.2045
191	519	1,477	2,534	4,406	13,867	4,142	15,842	33,851	9.63	442	31.12.2046
149	424	1,260	2,213	3,938	13,015	3,888	14,869	31,771	9.04	415	31.12.2047
117	346	1,075	1,932	3,520	12,215	3,649	13,956	29,820	8.49	390	31.12.2048
91	282	917	1,687	3,147	11,465	3,425	13,098	27,988	7.96	365	31.12.2049
72	230	783	1,473	2,813	10,761	3,214	12,294	26,270	7.48	343	31.12.2050

סה"כ תזרים מהוון של הכנסות החברה מתמלוגים מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר)

רכיבי התזרים											
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מסים		הכנסות מתמלוגים	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל				
56	188	668	1,286	2,514	10,100	3,017	11,539	24,656	7.02	322	31.12.2051
44	154	570	1,123	2,248	9,480	2,832	10,831	23,142	6.59	303	31.12.2052
34	125	486	980	2,009	8,897	2,658	10,165	21,720	6.18	284	31.12.2053
27	102	415	856	1,796	8,351	2,495	9,541	20,387	5.80	266	31.12.2054
21	83	354	747	1,605	7,838	2,341	8,955	19,134	5.44	250	31.12.2055
16	68	302	652	1,435	7,356	2,197	8,404	17,958	5.11	235	31.12.2056
13	56	258	570	1,283	6,905	2,062	7,889	16,856	4.80	220	31.12.2057
10	45	220	498	1,149	6,492	1,939	7,417	15,849	4.51	207	31.12.2058
80,291	105,539	151,779	190,772	249,701	498,868	107,099	522,401	1,128,368	351	16,097	סה"כ

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, בין היתר, ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, תחזית הביקושים לגז טבעי, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, מועד ושיעור ההיטל, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכמים עם חברת החשמל, עם דליה והסכם הייצוא למצרים, קבלת החלטת השקעה סופית לגבי תרחיש הצינור השלישי, אשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשוקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו, החלטת גורמים רגולטוריים, השלמת דיונים בנוגע להסכמים עם צדדים שלישיים, תוכניות המפעילה ביחס לתפעול וביצוע פעולות הפיתוח, שינויים בזמינות נותני שירותים ובעלות חומרי הגלם, וכן ממכלול גורמים שונים הקשורים בפיתוח פרויקטים מסוג זה לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 28 לפרק א' לדוח התקופתי לשנת 2022. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועדי התאמות המחיר כפי שנקבעו בהסכמים עם חברת החשמל ועם דליה ובהסכם הייצוא למצרים עשויים להיות שונים מהותית מהערכת משלמות התמלוגים, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחירים, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

ג. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז)¹⁵ ליום 31 בדצמבר 2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על ידי BDO:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	274,822	119,299	89,143	70,535	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	82,859	104,955	140,821	326,219
עבודות צפויות (Probable Reserves)	93,048	13,415	5,750	2,622	עבודות צפויות (Probable Reserves)	3,176	6,972	16,290	113,388
סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	367,870	132,714	94,894	73,157	סה"כ עבודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	86,035	111,927	157,111	439,607
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	85,715	6,209	1,952	668	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	814	2,378	7,566	104,446
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	453,585	138,924	96,846	73,825	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	86,850	114,305	164,678	544,053
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהיוון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 15%	שווי נוכחי בהיוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	261,961	113,918	85,189	67,450	עבודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	85,925	108,890	146,181	339,025
עבודות צפויות (Probable Reserves)	87,943	12,693	5,443	2,483	עבודות צפויות (Probable Reserves)	3,314	7,277	17,007	118,454
סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	349,904	126,611	90,632	69,933	סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	89,238	116,167	163,187	457,479
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	81,015	5,869	1,845	632	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	851	2,485	7,904	109,110
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	430,919	132,480	92,477	70,565	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	90,089	118,652	171,091	566,589

¹⁵ רגישות לשינוי בכמות הגז הנמכרת. יודגש כי הניתוחים האמורים אינם לוקחים בחשבון שינויים בתוכנית ההשקעות העתידית, הן ביחס להגדלת הכמות או להקטנתה.

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
64,373	81,245	108,550	249,118	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	88,982	112,817	151,531	351,812	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
2,343	5,136	11,969	82,829	עתודות צפויות (Reserves Probable)	3,451	7,580	17,721	123,511	עתודות צפויות (Reserves Probable)
66,716	86,380	120,520	331,947	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	92,433	120,398	169,252	475,323	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
595	1,738	5,528	76,307	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	887	2,591	8,241	113,768	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
67,311	88,118	126,047	408,254	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	93,320	122,988	177,493	589,090	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהיוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
70,440	89,023	119,138	274,448	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	83,222	104,616	138,299	296,039	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
2,618	5,742	13,395	92,907	עתודות צפויות (Reserves Probable)	3,386	7,354	16,765	103,243	עתודות צפויות (Reserves Probable)
73,058	94,765	132,533	367,355	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	86,608	111,970	155,064	399,282	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
667	1,949	6,200	85,586	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	997	2,823	8,503	95,081	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
73,725	96,714	138,733	452,941	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible) (Reserves)	87,605	114,793	163,567	494,363	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible) (Reserves)

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהיוון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קלטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					
261,432	113,690	85,019	67,316	261,432	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	86,227	107,939	141,648	293,788	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
87,743	12,665	5,431	2,477	87,743	עתודות צפויות (Reserves Probable)	3,731	7,983	17,830	103,238	עתודות צפויות (Reserves Probable)
349,176	126,354	90,450	69,793	349,176	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	89,958	115,922	159,478	397,026	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
80,831	5,855	1,841	630	80,831	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,201	3,288	9,495	95,099	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
430,007	132,210	92,291	70,424	430,007	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	91,159	119,209	168,973	492,125	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)
קלטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					
248,457	108,265	81,032	64,205	248,457	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	89,075	111,011	144,623	291,538	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
82,579	11,934	5,121	2,336	82,579	עתודות צפויות (Reserves Probable)	4,141	8,690	18,960	103,230	עתודות צפויות (Reserves Probable)
331,036	120,199	86,153	66,542	331,036	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	93,217	119,701	163,583	394,767	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
76,076	5,511	1,732	593	76,076	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,437	3,790	10,497	95,109	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
407,112	125,710	87,885	67,135	407,112	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	94,654	123,491	174,080	489,876	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)

ובהר כי ניתוחי רגישות נוספים אשר פורסמו על ידי שותפי תמר, לא נכללו במסגרת ניתוחי הרגישות שלעיל וזאת מכיוון שאין לחברה ו/או ל-BDO גישה ישירה למידע הנדרש לצורך ביצוע ניתוחי הרגישות כאמור.

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 המיוחסת למאגר תמר SW. הגידול האמר נובע ממיפוי מחדש של המאגר המבוסס על עיבוד מחדש של נתונים סייסמים 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 במהלך המחצית השנייה של שנת 2022.

ה. נתוני הפקה

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

שנה	2022	2021	2020
גז טבעי			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)	113,125	95,589	91,043
חלק החברה¹⁶			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל- MCF)	0.21	0.20	0.23
היטל רווחי נפט וגז	0.06	0.04	0.0
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (בדולר ל- MCF)	0.15	0.16	0.23
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ¹⁷	3.6	2.9	2.7
קונדנסט			
סה"כ תפוקה (המשויכת לשיעור הזכויות בנכס הנפט לגביהן חלה זכות התמלוגים) בתקופה (ב- MMCF)	75	126	120
חלק החברה²⁰			
תקבולים בגין תמלוגים (כל תקבול שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים שהתקבלו מיחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	4.0	2.7	1.5
היטל רווחי נפט וגז	1.2	0.6	0.0
סה"כ תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה, המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה (באלפי דולר לחבית)	2.8	2.1	1.5
שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ¹⁸	1.8	2.9	2.7

¹⁶ השיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה בתקבולים עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.
¹⁷ שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, כשהוא מחושב בסוף השנה, ביחס ליתרת העתודות המוכחות והצפויות בתחילת תקופת הדיווח.
¹⁸ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

ו. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוח העתודות של פרויקט תמר (כולל את תמר SW) שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר 2022, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

ז. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 29 במרס 2023
- (2) ציון שם התאגיד המדווח: תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ;
- (3) שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: יוני ליימן, יו"ר דירקטוריון;
- (4) לא בא לידיעתנו מידע כי לא נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
- (5) לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה;
- (6) למיטב ידיעתנו, בהתבסס על דיווחים פומביים שפרסמו שותפי תמר, המשאבים שדווחו הינם האומדנים הרלוונטיים, הטובים והעדכניים ביותר;
- (7) בהתאם לדיווחים פומביים שפרסמו שותפי תמר, הנתונים שנכללו בדוח נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף - מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2008) כפי פרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצת העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE) כתוקפם בעת פרסום דוח העתודות של NSAI;
- (8) לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על דרך ההכללה על ידי החברה;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יהונתן ליימן, יו"ר דירקטוריון

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן :

25.00% – Chevron Mediterranean Limited

ישראל נגב 2 – שותפות מוגבלת – 28.75%

11.00% – Mubadala Energy (Tamar) RSC Limited

11.00% – Tamar Investment 2 RSC Limited

תמר פטרוליום בע"מ – 16.75%

דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת - 4.00%

אורסט תשתיות, שותפות מוגבלת - 3.50%

בכבוד רב,

תומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ

ע"י מרים גז, מנכ"לית

ואיתן כהן, סמנכ"ל הכספים של החברה

March 29, 2023

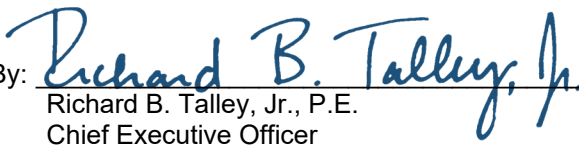
Ms. Myriam Guez
Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.
Hasivim Street 49
9th Floor, P.O.B. 9596
Petah Tikva 4919402
Israel

Dear Ms. Guez:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) to use our report dated March 29, 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 Tomer overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

JRC:PNH

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD.
OVERRIDING ROYALTY INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2022

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

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

March 29, 2023

Tomer Energy Royalties (2012) Ltd.
Hasivim Street 49
9th Floor, P.O.B. 9596
Petah Tikva 4919402
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 Tomer Energy Royalties (2012) Ltd. (Tomer) overriding royalty interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Tomer's overriding royalty interest in these properties is paid out of the indirect working interest of MDC Oil & Gas Holding Company LLC (Mubadala), the direct working interest of Tamar Investment 2 RSC Limited, and a portion of the direct working interest of Tamar Petroleum Ltd. Reserves in Tamar Southwest Field that extend beyond the Tamar Lease boundary have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Tomer, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Tomer's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the net reserves to the Tomer overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2022, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Net ⁽¹⁾	Gross (100%)	Net ⁽¹⁾
Proved (1P)	7,515.3	114.5	9.8	0.1
Probable	2,534.0	38.6	3.3	0.1
Proved + Probable (2P)	10,049.3	153.1	13.1	0.2
Possible	2,332.9	35.5	3.0	0.0
Proved + Probable + Possible (3P)	12,382.2	188.6	16.1	0.2

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

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Tomer overriding royalty interest in these properties, as of December 31, 2022, to be:

March 29, 2023
Page 2 of 5

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	300.5	188.1	130.0	97.0	76.6
Probable	103.3	37.4	14.9	6.4	2.9
Proved + Probable (2P)	403.8	225.5	144.9	103.4	79.5
Possible	95.1	24.2	6.9	2.2	0.8
Proved + Probable + Possible (3P)	498.9	249.7	151.8	105.5	80.3

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 27, 2023, exchange rate was 3.59 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.

March 29, 2023
Page 3 of 5

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

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

Because Tomer owns no working interest in these properties, no operating costs or capital costs would be incurred. However, operating costs and capital costs have been used to confirm economic viability and determine economic limits for the properties. We have estimated operating costs based on public data and our knowledge of similar operations. These costs are intended to include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, costs associated with exports to Egypt, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and 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. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs. We have estimated capital costs based on our understanding of future development plans and our knowledge of similar operations. Capital costs are included as required for 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. As requested, operating costs and capital costs are not escalated for inflation. Tomer would not incur any costs due to abandonment, nor would it realize any salvage value for the lease and well equipment.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. Since Tomer owns an overriding royalty interest rather than a working interest in these properties, it would not incur any costs due to possible environmental liability; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimates in this report or the commerciality of such estimates.

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

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent chance that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties

March 29, 2023
Page 4 of 5

will be developed consistent with the current development plan as provided to us by Mubadala, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred by the working interest owners in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. The near-term gas sales forecasts used in this report are based on public data. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2022, by Ms. Myriam Guez, Chief Executive Officer of Tomer, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Tomer, Mubadala, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Tomer.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing 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



March 29, 2023
Page 5 of 5


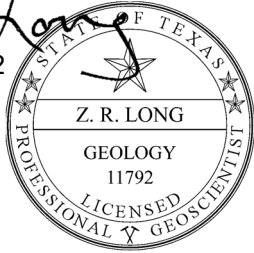
petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

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 29, 2023
JRC:PNH


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 29, 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.

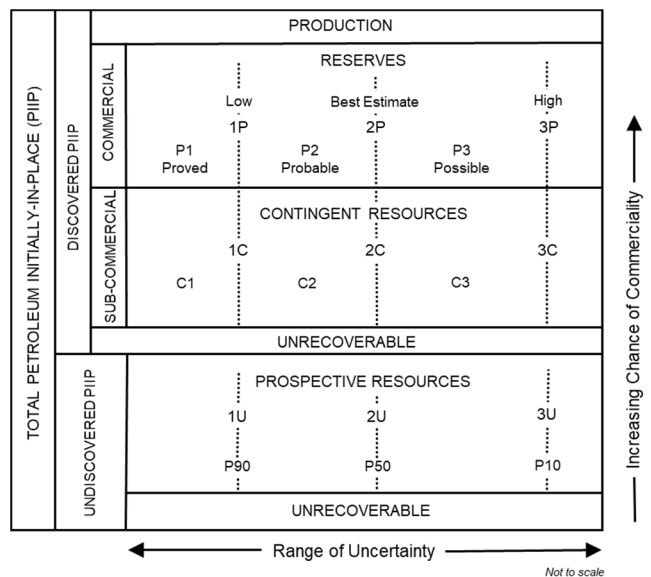


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

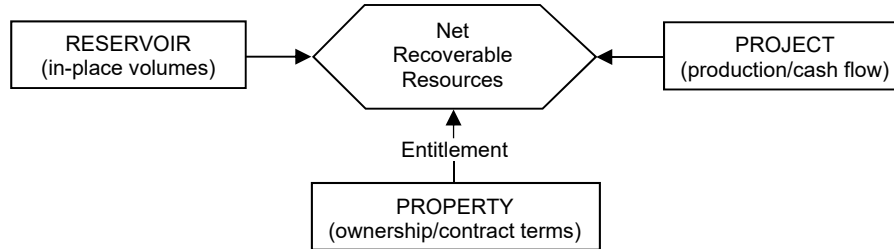


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
										Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	26.5	-	-	26.5	35.4	9.4	17.1	23.0	2.4	14.7	14.4	14.1	13.7	13.5
12-31-2024	25.6	-	-	25.6	39.2	10.0	15.6	23.0	2.1	13.5	12.6	11.7	11.0	10.3
12-31-2025	28.3	-	-	28.3	44.3	12.5	15.8	23.0	1.9	13.9	12.3	10.9	9.8	8.8
12-31-2026	29.0	-	-	29.0	46.8	13.6	15.4	23.0	1.8	13.6	11.5	9.8	8.4	7.2
12-31-2027	29.1	-	-	29.1	46.8	13.6	15.5	23.0	1.8	13.7	11.0	8.9	7.3	6.0
12-31-2028	29.6	-	-	29.6	46.8	13.9	15.8	23.0	1.9	13.9	10.6	8.2	6.4	5.1
12-31-2029	29.6	-	-	29.6	46.8	13.8	15.7	23.0	1.9	13.9	10.1	7.5	5.6	4.2
12-31-2030	29.9	-	-	29.9	46.8	14.0	15.9	23.0	1.9	14.0	9.7	6.9	4.9	3.6
12-31-2031	36.0	-	-	36.0	46.8	16.8	19.1	23.0	2.6	16.5	10.9	7.3	5.0	3.5
12-31-2032	37.0	-	-	37.0	46.8	17.3	19.7	23.0	2.8	16.9	10.6	6.8	4.5	3.0
12-31-2033	38.0	-	-	38.0	46.8	17.8	20.2	23.0	2.9	17.3	10.4	6.4	4.0	2.6
12-31-2034	39.1	-	-	39.1	46.8	18.3	20.8	23.0	3.0	17.8	10.1	5.9	3.6	2.2
12-31-2035	39.9	-	-	39.9	46.8	18.7	21.2	23.0	3.1	18.1	9.8	5.5	3.2	1.9
12-31-2036	35.1	-	-	35.1	46.8	16.4	18.7	23.0	2.8	15.9	8.2	4.4	2.4	1.4
12-31-2037	30.9	-	-	30.9	46.8	14.5	16.4	23.0	2.4	14.0	6.9	3.5	1.8	1.0
12-31-2038	26.8	-	-	26.8	46.8	12.5	14.3	23.0	2.1	12.1	5.7	2.8	1.4	0.7
12-31-2039	23.3	-	-	23.3	46.8	10.9	12.4	23.0	1.8	10.5	4.7	2.2	1.1	0.5
12-31-2040	20.2	-	-	20.2	46.8	9.5	10.8	23.0	1.6	9.2	3.9	1.7	0.8	0.4
12-31-2041	17.6	-	-	17.6	46.8	8.2	9.3	23.0	1.4	8.0	3.2	1.4	0.6	0.3
12-31-2042	15.3	-	-	15.3	46.8	7.2	8.1	23.0	1.2	6.9	2.7	1.1	0.5	0.2
12-31-2043	13.2	-	-	13.2	46.8	6.2	7.0	23.0	1.0	6.0	2.2	0.9	0.3	0.1
12-31-2044	11.5	-	-	11.5	46.8	5.4	6.1	23.0	0.9	5.2	1.8	0.7	0.3	0.1
12-31-2045	10.0	-	-	10.0	46.8	4.7	5.3	23.0	0.8	4.5	1.5	0.5	0.2	0.1
12-31-2046	8.7	-	-	8.7	46.8	4.1	4.6	23.0	0.7	3.9	1.2	0.4	0.1	0.1
12-31-2047	7.6	-	-	7.6	46.8	3.5	4.0	23.0	0.6	3.4	1.0	0.3	0.1	0.0
12-31-2048	6.4	-	-	6.4	46.8	3.0	3.4	23.0	0.5	2.9	0.8	0.3	0.1	0.0
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total	644.2	-	-	644.2		295.8	348.4		47.9	300.5	188.1	130.0	97.0	76.6

Totals may not add because of rounding.

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

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%		Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
				(MMS)	(MMS)			(MMS)	(MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	-	-	-	-	-	35.4	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2024	-	-	-	-	-	39.2	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	-	44.3	-	-	-	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	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2032	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2033	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2035	-	-	-	-	-	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	
12-31-2036	5.3	-	-	-	5.3	46.8	2.5	2.8	23.0	0.4	2.4	1.3	0.7	0.4	0.2	
12-31-2037	10.1	-	-	-	10.1	46.8	4.7	5.4	23.0	0.8	4.6	2.2	1.1	0.6	0.3	
12-31-2038	14.1	-	-	-	14.1	46.8	6.6	7.5	23.0	1.1	6.4	3.0	1.5	0.7	0.4	
12-31-2039	17.6	-	-	-	17.6	46.8	8.3	9.4	23.0	1.4	8.0	3.6	1.7	0.8	0.4	
12-31-2040	20.7	-	-	-	20.7	46.8	9.7	11.0	23.0	1.6	9.4	4.0	1.8	0.8	0.4	
12-31-2041	23.4	-	-	-	23.4	46.8	10.9	12.4	23.0	2.7	9.8	4.0	1.7	0.7	0.3	
12-31-2042	20.7	-	-	-	20.7	46.8	9.7	11.0	23.0	3.2	7.8	3.0	1.2	0.5	0.2	
12-31-2043	18.3	-	-	-	18.3	46.8	8.6	9.8	23.0	2.8	6.9	2.6	1.0	0.4	0.2	
12-31-2044	16.2	-	-	-	16.2	46.8	7.6	8.6	23.0	2.5	6.2	2.2	0.8	0.3	0.1	
12-31-2045	14.4	-	-	-	14.4	46.8	6.7	7.7	23.0	2.2	5.5	1.8	0.6	0.2	0.1	
12-31-2046	12.8	-	-	-	12.8	46.8	6.0	6.8	23.0	1.9	4.9	1.5	0.5	0.2	0.1	
12-31-2047	11.3	-	-	-	11.3	46.8	5.3	6.0	23.0	1.7	4.3	1.3	0.4	0.1	0.1	
12-31-2048	10.1	-	-	-	10.1	46.8	4.7	5.4	23.0	1.5	3.9	1.1	0.3	0.1	0.0	
12-31-2049	14.6	-	-	-	14.6	46.8	6.8	7.7	23.0	1.8	6.0	1.6	0.5	0.2	0.1	
12-31-2050	12.8	-	-	-	12.8	46.8	6.0	6.8	23.0	1.6	5.2	1.4	0.4	0.1	0.0	
12-31-2051	11.2	-	-	-	11.2	46.8	5.2	6.0	23.0	1.4	4.6	1.1	0.3	0.1	0.0	
12-31-2052	9.8	-	-	-	9.8	46.8	4.6	5.2	23.0	1.2	4.0	1.0	0.2	0.1	0.0	
12-31-2053	8.7	-	-	-	8.7	46.8	4.1	4.6	23.0	1.1	3.6	0.8	0.2	0.1	0.0	
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
Total	252.1	-	-	-	252.1		118.0	134.1		30.9	103.3	37.4	14.9	6.4	2.9	

Totals may not add because of rounding.

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

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
											Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	26.5	-	-	-	26.5	35.4	9.4	17.1	23.0	2.4	14.7	14.4	14.1	13.7	13.5
12-31-2024	25.6	-	-	-	25.6	39.2	10.0	15.6	23.0	2.1	13.5	12.6	11.7	11.0	10.3
12-31-2025	28.3	-	-	-	28.3	44.3	12.5	15.8	23.0	1.9	13.9	12.3	10.9	9.8	8.8
12-31-2026	29.0	-	-	-	29.0	46.8	13.6	15.4	23.0	1.8	13.6	11.5	9.8	8.4	7.2
12-31-2027	29.1	-	-	-	29.1	46.8	13.6	15.5	23.0	1.8	13.7	11.0	8.9	7.3	6.0
12-31-2028	29.6	-	-	-	29.6	46.8	13.9	15.8	23.0	1.9	13.9	10.6	8.2	6.4	5.1
12-31-2029	29.6	-	-	-	29.6	46.8	13.8	15.7	23.0	1.9	13.9	10.1	7.5	5.6	4.2
12-31-2030	29.9	-	-	-	29.9	46.8	14.0	15.9	23.0	1.9	14.0	9.7	6.9	4.9	3.6
12-31-2031	36.0	-	-	-	36.0	46.8	16.8	19.1	23.0	2.6	16.5	10.9	7.3	5.0	3.5
12-31-2032	37.0	-	-	-	37.0	46.8	17.3	19.7	23.0	2.8	16.9	10.6	6.8	4.5	3.0
12-31-2033	38.0	-	-	-	38.0	46.8	17.8	20.2	23.0	2.9	17.3	10.4	6.4	4.0	2.6
12-31-2034	39.1	-	-	-	39.1	46.8	18.3	20.8	23.0	3.0	17.8	10.1	5.9	3.6	2.2
12-31-2035	39.9	-	-	-	39.9	46.8	18.7	21.2	23.0	3.1	18.1	9.8	5.5	3.2	1.9
12-31-2036	40.4	-	-	-	40.4	46.8	18.9	21.5	23.0	3.2	18.3	9.5	5.1	2.8	1.6
12-31-2037	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	9.1	4.7	2.4	1.3
12-31-2038	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	8.7	4.2	2.1	1.1
12-31-2039	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	8.3	3.8	1.8	0.9
12-31-2040	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	7.9	3.5	1.6	0.8
12-31-2041	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	4.0	17.7	7.2	3.0	1.3	0.6
12-31-2042	36.0	-	-	-	36.0	46.8	16.8	19.1	23.0	4.4	14.7	5.7	2.3	1.0	0.4
12-31-2043	31.6	-	-	-	31.6	46.8	14.8	16.8	23.0	3.9	12.9	4.8	1.8	0.7	0.3
12-31-2044	27.8	-	-	-	27.8	46.8	13.0	14.8	23.0	3.4	11.4	4.0	1.5	0.6	0.2
12-31-2045	24.4	-	-	-	24.4	46.8	11.4	13.0	23.0	3.0	10.0	3.3	1.2	0.4	0.2
12-31-2046	21.4	-	-	-	21.4	46.8	10.0	11.4	23.0	2.6	8.8	2.8	0.9	0.3	0.1
12-31-2047	18.8	-	-	-	18.8	46.8	8.8	10.0	23.0	2.3	7.7	2.3	0.7	0.3	0.1
12-31-2048	16.5	-	-	-	16.5	46.8	7.7	8.8	23.0	2.0	6.8	2.0	0.6	0.2	0.1
12-31-2049	14.6	-	-	-	14.6	46.8	6.8	7.7	23.0	1.8	6.0	1.6	0.5	0.1	0.0
12-31-2050	12.7	-	-	-	12.7	46.8	6.0	6.8	23.0	1.6	5.2	1.4	0.4	0.1	0.0
12-31-2051	11.2	-	-	-	11.2	46.8	5.2	6.0	23.0	1.4	4.6	1.1	0.3	0.1	0.0
12-31-2052	9.8	-	-	-	9.8	46.8	4.6	5.2	23.0	1.2	4.0	1.0	0.2	0.1	0.0
12-31-2053	8.7	-	-	-	8.7	46.8	4.1	4.6	23.0	1.1	3.6	0.8	0.2	0.1	0.0
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	896.2	-	-	-	896.2		413.8	482.5		78.7	403.8	225.5	144.9	103.4	79.5

Totals may not add because of rounding.

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

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%		Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
				(MMS)	(MMS)			(MMS)	(MMS)			Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	-	-	-	-	-	35.4	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2024	-	-	-	-	-	39.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2025	-	-	-	-	-	44.3	-	-	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	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2031	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2032	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2033	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2034	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2035	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2036	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2037	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2038	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2039	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2040	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2041	-	-	-	-	-	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	
12-31-2042	5.0	-	-	-	5.0	46.8	2.3	2.6	23.0	0.6	2.0	0.8	0.3	0.1	0.1	
12-31-2043	9.4	-	-	-	9.4	46.8	4.4	5.0	23.0	1.1	3.8	1.4	0.5	0.2	0.1	
12-31-2044	10.7	-	-	-	10.7	46.8	5.0	5.7	23.0	1.3	4.4	1.5	0.6	0.2	0.1	
12-31-2045	11.7	-	-	-	11.7	46.8	5.5	6.2	23.0	1.4	4.8	1.6	0.6	0.2	0.1	
12-31-2046	12.4	-	-	-	12.4	46.8	5.8	6.6	23.0	1.5	5.1	1.6	0.5	0.2	0.1	
12-31-2047	12.9	-	-	-	12.9	46.8	6.1	6.9	23.0	1.6	5.3	1.6	0.5	0.2	0.1	
12-31-2048	13.3	-	-	-	13.3	46.8	6.2	7.1	23.0	1.6	5.4	1.6	0.5	0.2	0.1	
12-31-2049	13.4	-	-	-	13.4	46.8	6.3	7.2	23.0	1.6	5.5	1.5	0.4	0.1	0.0	
12-31-2050	13.5	-	-	-	13.5	46.8	6.3	7.2	23.0	1.7	5.5	1.5	0.4	0.1	0.0	
12-31-2051	13.5	-	-	-	13.5	46.8	6.3	7.2	23.0	1.7	5.5	1.4	0.4	0.1	0.0	
12-31-2052	13.3	-	-	-	13.3	46.8	6.2	7.1	23.0	1.6	5.5	1.3	0.3	0.1	0.0	
12-31-2053	13.0	-	-	-	13.0	46.8	6.1	6.9	23.0	1.6	5.3	1.2	0.3	0.1	0.0	
12-31-2054	20.4	-	-	-	20.4	46.8	9.5	10.9	23.0	2.5	8.4	1.8	0.4	0.1	0.0	
12-31-2055	19.1	-	-	-	19.1	46.8	9.0	10.2	23.0	2.3	7.8	1.6	0.4	0.1	0.0	
12-31-2056	18.0	-	-	-	18.0	46.8	8.4	9.6	23.0	2.2	7.4	1.4	0.3	0.1	0.0	
12-31-2057	16.9	-	-	-	16.9	46.8	7.9	9.0	23.0	2.1	6.9	1.3	0.3	0.1	0.0	
12-31-2058	15.9	-	-	-	15.9	46.8	7.4	8.4	23.0	1.9	6.5	1.2	0.2	0.1	0.0	
Total	232.1	-	-	-	232.1		108.7	123.5		28.4	95.1	24.2	6.9	2.2	0.8	

Totals may not add because of rounding.

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

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
TOMER ENERGY ROYALTIES (2012) LTD. OVERRIDING ROYALTY INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Gross Revenue to the Overriding Royalty Interest (MMS)	Royalties (MMS)	Net Capital and Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
											Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	26.5	-	-	-	26.5	35.4	9.4	17.1	23.0	2.4	14.7	14.4	14.1	13.7	13.5
12-31-2024	25.6	-	-	-	25.6	39.2	10.0	15.6	23.0	2.1	13.5	12.6	11.7	11.0	10.3
12-31-2025	28.3	-	-	-	28.3	44.3	12.5	15.8	23.0	1.9	13.9	12.3	10.9	9.8	8.8
12-31-2026	29.0	-	-	-	29.0	46.8	13.6	15.4	23.0	1.8	13.6	11.5	9.8	8.4	7.2
12-31-2027	29.1	-	-	-	29.1	46.8	13.6	15.5	23.0	1.8	13.7	11.0	8.9	7.3	6.0
12-31-2028	29.6	-	-	-	29.6	46.8	13.9	15.8	23.0	1.9	13.9	10.6	8.2	6.4	5.1
12-31-2029	29.6	-	-	-	29.6	46.8	13.8	15.7	23.0	1.9	13.9	10.1	7.5	5.6	4.2
12-31-2030	29.9	-	-	-	29.9	46.8	14.0	15.9	23.0	1.9	14.0	9.7	6.9	4.9	3.6
12-31-2031	36.0	-	-	-	36.0	46.8	16.8	19.1	23.0	2.6	16.5	10.9	7.3	5.0	3.5
12-31-2032	37.0	-	-	-	37.0	46.8	17.3	19.7	23.0	2.8	16.9	10.6	6.8	4.5	3.0
12-31-2033	38.0	-	-	-	38.0	46.8	17.8	20.2	23.0	2.9	17.3	10.4	6.4	4.0	2.6
12-31-2034	39.1	-	-	-	39.1	46.8	18.3	20.8	23.0	3.0	17.8	10.1	5.9	3.6	2.2
12-31-2035	39.9	-	-	-	39.9	46.8	18.7	21.2	23.0	3.1	18.1	9.8	5.5	3.2	1.9
12-31-2036	40.4	-	-	-	40.4	46.8	18.9	21.5	23.0	3.2	18.3	9.5	5.1	2.8	1.6
12-31-2037	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	9.1	4.7	2.4	1.3
12-31-2038	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	8.7	4.2	2.1	1.1
12-31-2039	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	8.3	3.8	1.8	0.9
12-31-2040	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	3.2	18.5	7.9	3.5	1.6	0.8
12-31-2041	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	4.0	17.7	7.2	3.0	1.3	0.6
12-31-2042	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	5.0	16.8	6.5	2.6	1.1	0.5
12-31-2043	40.9	-	-	-	40.9	46.8	19.2	21.8	23.0	5.0	16.8	6.2	2.4	1.0	0.4
12-31-2044	38.4	-	-	-	38.4	46.8	18.0	20.4	23.0	4.7	15.7	5.5	2.0	0.8	0.3
12-31-2045	36.1	-	-	-	36.1	46.8	16.9	19.2	23.0	4.4	14.8	4.9	1.7	0.6	0.2
12-31-2046	33.9	-	-	-	33.9	46.8	15.8	18.0	23.0	4.1	13.9	4.4	1.5	0.5	0.2
12-31-2047	31.8	-	-	-	31.8	46.8	14.9	16.9	23.0	3.9	13.0	3.9	1.3	0.4	0.1
12-31-2048	29.8	-	-	-	29.8	46.8	14.0	15.9	23.0	3.6	12.2	3.5	1.1	0.3	0.1
12-31-2049	28.0	-	-	-	28.0	46.8	13.1	14.9	23.0	3.4	11.5	3.1	0.9	0.3	0.1
12-31-2050	26.3	-	-	-	26.3	46.8	12.3	14.0	23.0	3.2	10.8	2.8	0.8	0.2	0.1
12-31-2051	24.7	-	-	-	24.7	46.8	11.5	13.1	23.0	3.0	10.1	2.5	0.7	0.2	0.1
12-31-2052	23.1	-	-	-	23.1	46.8	10.8	12.3	23.0	2.8	9.5	2.2	0.6	0.2	0.0
12-31-2053	21.7	-	-	-	21.7	46.8	10.2	11.6	23.0	2.7	8.9	2.0	0.5	0.1	0.0
12-31-2054	20.4	-	-	-	20.4	46.8	9.5	10.8	23.0	2.5	8.4	1.8	0.4	0.1	0.0
12-31-2055	19.1	-	-	-	19.1	46.8	9.0	10.2	23.0	2.3	7.8	1.6	0.4	0.1	0.0
12-31-2056	18.0	-	-	-	18.0	46.8	8.4	9.6	23.0	2.2	7.4	1.4	0.3	0.1	0.0
12-31-2057	16.9	-	-	-	16.9	46.8	7.9	9.0	23.0	2.1	6.9	1.3	0.3	0.1	0.0
12-31-2058	15.8	-	-	-	15.8	46.8	7.4	8.4	23.0	1.9	6.5	1.1	0.2	0.0	0.0
Total	1,128.4	-	-	-	1,128.4		522.4	606.0		107.1	498.9	249.7	151.8	105.5	80.3

Totals may not add because of rounding.

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

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Tomer.

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

HISTORICAL PRODUCTION AND PRICING DATA
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Year	Gross (100%) Production (BCF)	Average Per Production Unit Price Received (\$/MCF)	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
2022 ⁽²⁾	360.7	4.95	3.6
2021	309.5	4.63	2.9
2020	293.6	5.15	2.7

Note: Values in this table are based on historical production data since 2020. Production values are based on public data and data provided by Mubadala and include condensate production. Pricing values have been provided by Tomer.

(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.

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.