

ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת

(“השותפות”)

3 במרץ, 2022

לכבוד :

הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע”מ

באמצעות מגנ”א

לכבוד :

רשות ניירות ערך

באמצעות מגנ”א

א.ג.נ.,

הנדון : דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

בהמשך לאמור בדוח המידי בקשר עם הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2020 כפי שפורסם ביום 7.3.2021 (מס’ אסמכתא : 2021-01-028041) (להלן : “**דוח העתודות הקודם**”), הכולל את מאגרי תמר ו- תמר South-West (להלן : “**תמר SW**”) שבשטח חזקת I/12 תמר (להלן : “**פרויקט תמר**” ו- “**חזקת תמר**”), בהתאמה, מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 31.12.2021 ביחס לחלקה של השותפות בחזקת תמר, כמפורט להלן¹.

א. נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. (להלן : “**NSAI**” או “**מעריך העתודות**”), ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021 (להלן : “**דוח העתודות**”), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW), הינן כמפורט להלן²:

1 למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ’ 160 לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2020, כפי שפורסם ביום 18.3.2021 (מס’ אסמכתא 2021-01-037788) (להלן : “**הדוח התקופתי**”).

2 הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

קטגוריית עתודות	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר גז טבעי (Gross) BCF	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר קונדנסט (Gross) Milion Barrels	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר גז טבעי (Gross) BCF	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר קונדנסט (Gross) Milion Barrels	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר גז טבעי (Gross) BCF	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר קונדנסט (Gross) Milion Barrels	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר גז טבעי (Gross) BCF	סה"כ (100%) הנפט מאגר תמ"ר קונדנסט (Gross) Milion Barrels
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	6,796.5	8.8	796.4	1.0	7,592.9	9.9	1,702.2	2.2
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,423.6	3.2	159.1	0.2	2,582.7	3.4	579.0	0.8
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	9,220.0	12.0	955.6	1.2	10,175.6	13.2	2,281.2	3.0
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2	553.4	0.7
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	11,586.1	15.1	1,057.8	1.4	12,643.9	16.4	2,834.6	3.7

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 העתודות המצויינות בטבלה המיוחסות למאגר תמ"ר SW אינן כוללות משאבים המצויים בשטח רישיון 353/ע"ר". לפרטים ראו סעיף 7.2.1(ז) לדוח התקופתי.
4 בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצד קשור. התמלוגים האמורים נלקחו לפי שיעורם המלא (קרי: למדינה- 12.5% מסך הכנסות השותפות; לישראל מקו אינק. - 9.52% מסך הכנסות השותפות). להערכת השותפות, השיעור האפקטיבי של התמלוגים האמורים (לאחר התאמה בפועל של שווי השוק בפי הבאר) נאמד ב- 11.30% למדינה וכ- 9.09% לישראל מקו אינק. שיעור התמלוגים לישראל מקו אינק. הינו לאחר מועד החזר ההשקעה.

"הסכם הייצוא למצרים" ו- "דולפינוס", בהתאמה⁶, בהתחשב, בין היתר, בתחזיות בהן עשתה השותפות שימוש לגבי מחיר הברנט והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים ולרבות התיקונים להסכמים עם חברת החשמל לישראל בע"מ (להלן: "חברת החשמל") ועם דליה אנרגיות כח בע"מ (להלן: "דליה") שטרם נכנסו לתוקף (לפרטים ראו דוחות מידיי מיום 24.1.2022 מס' אסמכתא 2022-01-010684, ומיום 28.2.2022 מס' אסמכתא 2022-01-024037, המובאים כאן על דרך ההפנייה); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "BDO")⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים בשוק המקומי⁸; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים. הונחו מכירות למצרים ולירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- 40 BCM עד לשנת 2040⁹.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחיר הגז הטבעי שיימכר מפרויקט תמר מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים קיימים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם כמפורט להלן, ועל הנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל¹⁰, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) (להלן: "מחיר הברנט").

ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שהתקבלו מ-BDO¹¹ להלן:

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול של כ- 2.4% בשנת 2022 ושל 2% לשנה החל משנת 2023;

(2) מחיר חבית ברנט (Brent) – מתבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹²: הבנק העולמי, משרד האנרגיה האמריקאי, ו-2 חברות ייעוץ בינלאומיות מובילות בתחום האנרגיה: Wood Mackenzie ו-IHS Global Insights. בהתאם לכך הונח בתזרים מחיר של כ- 76 דולר לחבית ברנט בשנת 2022, היורד לכ- 69 דולר לחבית בשנת 2023, ועולה

6 יצוין כי, בחודש יוני 2020 הסבה דולפינוס את הסכם הייצוא למצרים לחברה קשורה - Blue Ocean Energy. עוד יצוין כי בחודש יולי 2020 החלה הזרמת הגז מפרויקט תמר תחת הסכם הייצוא למצרים.

7 תחזית הביקושים לגז טבעי בישראל בשנים הקרובות הינה כדלקמן (BCM): 2022 – 13.3; 2023 – 15.0; 2024 – 16.4; 2025 – 17.9; 2026 – 18.3. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל וממשבר הקורונה, 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 לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, אופן המשך השפעת משבר הקורונה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישור או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

8 בתזרים המהווה הונח כי מאגר כריש יחל באספקה מסחרית של גז טבעי לשוק המקומי בתחילת הרבעון הרביעי של שנת 2022. הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החוזית בהסכמי הייצוא הקיימים, יימכרו כמויות גז נוספות בהיקפים דומים להסכמים הקיימים ללקוחות במצרים ובירדן.

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

10 התחזיות משקפות תמונת מצב טרום-המלחמה שהחלה בחודש פברואר 2022 באוקראינה. המלחמה האמורה הביאה לעלייה חריגה במחירי הנפט והגז הטבעי העולמיים, אשר עשויה להיות להם השפעה בטווח הקצר והבינוני על מחירי הברנט והתעריף הייצור.

12 למיטב ידיעת השותפות, 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.

בהדרגתיות עד למחיר חבית קבוע של כ- 86 דולר לחבית החל משנת 2031 ועד לתום תקופת התזרים.

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

יצוין כי, שינויים במחירים עלולים להיווצר, בין היתר, עקב שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בהסכמי אספקת הגז כאמור לעיל, עקב שיקולים מסחריים ותחרותיים, ועקב מנגנוני התאמת מחירים כפי שנקבעו, בין היתר, בהסכם עם חברת החשמל¹³, ובהסכם הייצוא למצרים¹⁴. במסגרת התזרים הונח כי תבוצע הפחתת מחיר מקסימלית בשיעור של 10% בהתאם לתיקון להסכם עם חברת החשמל במועד ההתאמה השני (קרי ביום 31.12.2024) ומנגד הונח כי תבוצע עליית מחיר מקסימלית בשיעור של 10% במועד ההתאמה שהתווסף בגין כמות ההתחייבות התפעולית (כהגדרתה בתיקון להסכם חברת החשמל כמפורט בדיווח המידי מיום 24.1.2022 מס' אסמכתא 2022-01-010684) (קרי ביום 1.7.2028). עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי אפשרי במחיר כתוצאה מהערעור שהוגש לבית המשפט העליון בחודש ספטמבר 2021 על פס"ד של ביהמ"ש המחוזי בקשר עם הבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בדוח המידי מיום 3.10.2021 (מס' אסמכתא 2021-01-150231) ובבאור 5. טו לדוחות הכספיים של השותפות ליום 30 בספטמבר 2021, שפורסמו ביום 17.11.2021 (מס' אסמכתא 2021-01-167973) (להלן: "**הדוחות הכספיים לרבעון השלישי**"), בין היתר, לאור הערכת היועצים המשפטיים של השותפות לפיה סיכויי הערעור להתקבל נמוכים מ- 50%. ככל שיתקבל הערעור נגד שותפי תמר, עלולה להיות לכך השפעה מהותית לרעה על עסקי השותפות, לרבות על נתוני התזרים המהוון ועל המחירים בהם תמכור השותפות גז טבעי ללקוחותיה, אשר היקפה ייגזר מתוצאות הערעור.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחירי ה- Brent Crude, המותאמים להבדלי איכות, עלויות הובלה והמחיר שבו נמכר קונדנסט באזור. לפרטים אודות הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט תמר, ראו סעיף 7.4.5 לדוח התקופתי;

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על ידי השותפות בהתבסס, בין היתר, על מידע שסופק מהמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, עלויות ההולכה המוערכות בגין הייצוא למצרים¹⁵ וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, המהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות התפעול בתזרים מתואמות לשינויי אינפלציה לפי שיעורים שסופקו על-ידי NSAI. BDO אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר על ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים;

13 בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. לפרטים ראו סעיף 7.4.4 (ג) לדוח התקופתי. כמו כן בתיקון להסכם שנחתם בחודש ינואר 2022 עודכן המועד השני להתאמת המחיר ונקבע מועד נוסף לפתיחת המחיר בגין כמויות ההתחייבות התפעולית שנקבעו בתיקון האמור וכן נקבעו התנאים לפתיחת המחיר במועד התאמת המחיר הראשון (1.7.2021). לפרטים ראו דוח מידי מיום 24.1.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-010684, המובא כאן על דרך ההפנייה.

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.

15 בהתחשב, בין היתר, במערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים כמפורט בדוח מידי מיום 2.3.2022 (מס' אסמכתא 2022-01-025336, המובא כאן על דרך ההפנייה.

- (ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות הן הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, והן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על ידי השותפות, אשר יש צפי כי יוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והגדלת כושר ההפקה, ובכלל זאת, בין היתר, קדיחת, פיתוח וחיבור בארות חדשות, הנחת תשתית נוספת, לרבות צינור הולכה שלישי משדה תמר לפלטפורמה (להלן: "**צינור ההולכה השלישי**") וציוד הפקה נוסף, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתית הולכת גז טבעי¹⁶ ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות האמורות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. בהתבסס, בין היתר, על ניסיון העבר נלקחו בתחזית גם הוצאות הוניות נוספות בגין השקעות נוספות בלתי צפויות בכל שנות התחזית אשר הינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכניות הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים; יצוין כי, נכון למועד הדוח, שותפי תמר בוחנים¹⁷ את מתווה ההשקעה בצינור ההולכה השלישי, לרבות הקדמתו וכן ביצוע השקעות הוניות משמעותיות נוספות (להלן: "**ההשקעות הנוספות**") אשר יאפשרו הגדלה מהותית (מעבר להגדלה שנלקחה בחשבון בתזרים המהווה) ביכולת ההפקה. ההשקעות הנוספות יכללו בין היתר השקעות לגבי האסדה וכן לגבי תחנת הקבלה באשדוד. אין כל ודאות לגבי ביצוען של ההשקעות הנוספות, עיתויין, היקפן והשפעתן על הגידול ביכולת ההפקה. על כן, בהתאם לא נלקחו ההשקעות הנוספות בחשבון בתזרים המהווה.
- (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על מומחה חיצוני באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה;
- (ו) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.
- (ז) בחישוב התזרים המהווה נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.3%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצד קשור הוא כ- 9.09% (ביחס לאחזקותיה הישירות של השותפות בפרויקט תמר). השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים בנושא התמלוג למדינה ראו סעיפים 7.2.1 (י) ו- 7.16.4 לדוח התקופתי.
- (ח) בחישוב התזרים המהווה נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן: "**החוק**"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות בהתבסס, בין היתר, על יועציה המשפטיים, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק כפי שייקבע על-ידי בית המשפט. יצוין, כי נכון למועד פרסום דוח זה, מתבררות מספר מחלוקות פרשניות ביחס ליישום החוק בדיווחי פרויקט תמר מול רשות המסים, במסגרת הליכי ההשגה והערעור הקבועים בחוק. הסוגיות מושא מחלוקות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם

16 על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נת"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים, לפרטים ראו סעיף 7.5.2(4)ב) לדוח התקופתי. ראה גם ה"ש 15.

17 בשנת 2021 אושר תקציב בהיקף של כ-11 מיליון דולר (עבור כל שותפי תמר) לצורך תכנון הנדסי מפורט של ההשקעות כאמור.

להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי; בתזרים המהווך לא נלקח בחשבון תשלום אפשרי של היטל בגובה 75% מהסכומים שבמחלוקת עם רשויות המס בעקבות תיקון מס' 3 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשפ"ב-2021. לפרטים נוספים ראה ביאור 5.ד לדוחות הכספיים לרבעון השלישי.

(ט) בחישוב התזרים המהווך נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל, ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2022 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו ואשר צפויים להיות מופקים החל מיום 1.1.2022.

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

העדכונים העיקריים בתזרים המהווך לעומת התזרים המהווך ליום 31.12.2020 הינם כדלקמן:

1. עודכנו תחזיות מחיר הברנט, תעריף ייצור החשמל ושער החליפין שקל-דולר.
 2. גידול בתחזית ההכנסות לשנת 2022 בכ-19% הנובע בעיקר מחתימת התיקונים להסכמים עם חברת החשמל ועם דליה כאמור בסעיף ג(א), מחתימת מערכת ההסכמים שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי דרך ירדן למצרים¹⁸ ומדחיית המועד המשוער של התחלת ההפקה המסחרית ממאגר כריש.
 3. עודכנה תחזית כמויות המכירה השנתיות של גז טבעי לשוק המקומי, בין היתר, בשל עדכון תחזית הביקושים לגז טבעי של BDO.
 4. גידול בתחזיות עלויות התפעול וההשקעות העתידיות בהתאם להערכת השותפות, בין היתר, בהתבסס על פרופיל ההפקה, על אומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה ועל ידע שהצטבר אצל השותפות בהתבסס על ניסיון העבר.
- הגידול בתחזית ההשקעות העתידיות כאמור, נובע, בין היתר, מעדכון אומדן עלות ההשקעה בצינור ההולכה השלישי בעיקר כתוצאה מעליית מחירי חומרי הגלם והשירותים ומגידול אפשרי בקוטר האופטימלי הנדרש לצינור.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהווך, נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 0%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס 20%
31.12.2022	443	9.65	472,767	96,386	-	57,358	22,369	-	296,654	89,543	41,166	165,945	161,946	158,222	154,745	151,486
31.12.2023	418	9.10	454,016	92,563	-	57,302	81,007	-	223,145	77,799	44,727	100,619	93,518	87,215	81,589	76,543
31.12.2024	424	9.24	462,441	94,281	-	54,705	76,025	-	237,430	91,688	42,800	102,942	91,121	81,117	72,585	65,259
31.12.2025	458	9.97	481,065	98,078	-	53,919	37,940	-	291,128	125,167	35,377	130,584	110,085	93,544	80,066	68,985
31.12.2026	468	10.19	498,946	101,723	-	54,761	1,511	-	340,951	158,865	31,730	150,356	120,717	97,916	80,164	66,192
31.12.2027	504	10.97	538,295	109,746	-	55,857	1,541	-	371,152	173,699	37,326	160,127	122,440	94,799	74,238	58,745
31.12.2028	510	11.11	561,107	114,397	-	56,974	29,852	-	359,885	168,426	42,991	148,468	108,119	79,906	59,855	45,389
31.12.2029	518	11.29	572,526	116,725	-	58,113	29,884	-	367,804	172,132	43,671	152,001	105,421	74,371	53,286	38,725
31.12.2030	520	11.33	576,943	117,625	-	59,275	1,635	-	398,407	186,455	40,560	171,393	113,210	76,235	52,247	36,388
31.12.2031	530	11.55	614,558	125,294	-	60,461	1,668	-	427,135	199,899	44,653	182,583	114,858	73,829	48,398	32,303
31.12.2032	535	11.65	627,871	128,008	-	61,670	1,701	-	436,492	204,278	45,780	186,434	111,696	68,533	42,973	27,487
31.12.2033	535	11.65	637,022	129,874	-	62,904	30,016	-	414,228	193,859	50,190	170,180	97,103	56,871	34,110	20,909
31.12.2034	535	11.65	645,124	131,526	-	64,162	30,051	-	419,386	196,273	53,356	169,757	92,249	51,573	29,587	17,381
31.12.2035	535	11.65	653,613	133,256	-	65,445	24,822	-	430,090	201,282	54,521	174,287	90,201	48,135	26,415	14,870
31.12.2036	530	11.55	658,049	134,161	-	66,688	9,513	-	447,687	209,518	53,455	184,715	91,045	46,378	24,344	13,133
31.12.2037	439	9.56	553,114	112,767	-	66,740	1,878	-	371,729	173,969	42,221	155,538	73,014	35,502	17,825	9,216
31.12.2038	352	7.66	450,133	91,772	-	66,827	1,916	-	289,619	135,542	32,175	121,902	54,499	25,295	12,148	6,019
31.12.2039	293	6.39	381,494	77,778	-	67,314	1,954	-	234,448	109,722	26,076	98,650	42,004	18,609	8,548	4,059
31.12.2040	252	5.48	332,360	67,760	-	68,039	1,993	-	194,568	91,058	21,842	81,668	33,117	14,005	6,154	2,800
31.12.2041	220	4.80	296,489	60,447	-	68,921	2,033	-	165,088	77,261	18,225	69,602	26,880	10,851	4,561	1,989
31.12.2042	194	4.22	266,058	54,243	-	69,890	2,074	-	139,851	65,450	15,117	59,283	21,805	8,402	3,378	1,412
31.12.2043	171	3.71	238,774	48,680	-	70,921	2,115	-	117,058	54,783	12,298	49,977	17,507	6,439	2,476	992
31.12.2044	150	3.27	214,209	43,672	-	72,008	2,157	-	96,371	45,102	10,369	40,900	13,645	4,791	1,762	676

450	1,224	3,479	10,381	32,671	8,661	36,360	77,692	-	2,201	73,153	-	39,193	192,238	2.88	132	31.12.2045
165	468	1,391	4,349	14,373	4,951	17,000	36,324	24,430	2,245	74,350	-	35,173	172,522	2.53	116	31.12.2046
(223)	(661)	(2,054)	(6,726)	(23,339)	-	-	(23,339)	24,430	2,289	74,961	-	20,062	98,403	1.42	65	31.12.2047
(571)	(1,764)	(5,729)	(19,655)	(71,614)	-	-	(71,614)	24,430	2,335	75,765	-	7,917	38,833	0.55	25	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
760,779	970,721	1,309,625	1,894,549	2,980,002	854,238	3,255,130	7,089,369	73,290	404,725	1,738,483	-	2,383,107	11,688,970	215	9,872	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח ¹⁹	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
19,634	20,928	22,371	23,988	25,809	(3,181)	13,832	36,459	-	(36,459)	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
30,225	33,619	37,570	42,204	47,679	(7,502)	32,742	72,918	-	(72,918)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(15,916)	(18,473)	(21,583)	(25,399)	(30,129)	6,210	(12,446)	(36,364)	-	36,459	(95)	-	-	-	-	-	31.12.2025
(22,101)	(26,767)	(32,694)	(40,307)	(50,204)	11,067	(33,686)	(72,823)	-	72,918	(95)	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
5,530	7,293	9,736	13,173	18,090	(3,044)	13,235	28,281	-	(28,281)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
4,443	6,114	8,533	12,095	17,439	(2,394)	13,235	28,281	-	(28,281)	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(276)	(397)	(579)	(859)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(230)	(345)	(526)	(818)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
(192)	(300)	(478)	(779)	(1,301)	1,301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
2,063	3,365	5,610	9,579	16,789	(1,743)	13,235	28,281	-	(28,281)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
1,738	2,959	5,158	9,225	16,977	(1,931)	13,235	28,281	-	(28,281)	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(1,838)	(3,265)	(5,950)	(11,149)	(21,543)	3,697	(15,699)	(33,545)	-	33,545	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
589	1,092	2,080	4,083	8,284	(1,722)	5,772	12,334	-	(7,672)	66	-	1,211	5,939	0.10	5	31.12.2036
1,653	3,197	6,368	13,097	27,901	15,164	37,884	80,948	-	14,140	1,349	-	24,696	121,134	2.09	96	31.12.2037
2,059	4,156	8,654	18,645	41,704	29,604	62,730	134,038	-	50,093	2,623	-	47,825	234,581	3.99	183	31.12.2038
3,552	7,480	16,284	36,755	86,323	32,503	104,531	223,357	-	23,016	3,526	-	63,996	313,894	5.26	241	31.12.2039
2,926	6,430	14,634	34,603	85,332	40,701	110,871	236,904	-	56,562	4,218	-	76,233	373,917	6.17	283	31.12.2040
3,966	9,095	21,639	53,606	138,805	38,103	155,626	332,534	-	-	4,781	-	86,382	423,696	6.85	315	31.12.2041
3,270	7,824	19,462	50,507	137,320	37,686	153,952	328,958	-	-	4,731	-	85,453	419,142	6.65	305	31.12.2042
2,399	5,989	15,574	42,343	120,880	32,817	135,207	288,903	-	-	4,156	-	75,048	368,107	5.73	263	31.12.2043
1,770	4,611	12,536	35,705	107,024	27,896	118,690	253,611	-	-	3,649	-	65,881	323,140	4.93	226	31.12.2044
1,308	3,556	10,107	30,157	94,917	23,525	104,193	222,634	-	-	3,204	-	57,834	283,673	4.24	195	31.12.2045

1,078	3,057	9,084	28,396	93,843	23,122	102,893	219,857	(24,430)	-	2,813	-	50,767	249,008	3.65	168	31.12.2046
1,105	3,271	10,162	33,277	115,472	23,242	101,494	240,208	(24,430)	-	3,107	-	56,054	274,939	3.96	182	31.12.2047
1,189	3,672	11,927	40,917	149,082	19,240	85,074	253,395	(24,430)	-	3,298	-	59,479	291,743	4.12	189	31.12.2048
422	1,362	4,624	16,619	63,579	16,519	70,462	150,559	-	2,382	80,143	-	59,690	292,773	4.05	186	31.12.2049
286	963	3,420	12,877	51,726	13,560	57,432	122,719	-	2,430	81,302	-	52,869	259,319	3.52	162	31.12.2050
133	467	1,734	6,840	28,850	9,470	33,711	72,031	25,816	2,478	82,535	-	46,828	229,688	3.06	140	31.12.2051
77	281	1,090	4,504	19,946	6,516	23,279	49,741	25,816	2,528	83,837	-	41,466	203,387	2.65	122	31.12.2052
24	90	367	1,589	7,390	2,087	8,337	17,814	25,816	2,578	85,032	-	33,609	164,849	2.11	97	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
50,886	91,324	196,914	495,473	1,415,382	395,115	1,509,821	3,320,314	4,158	68,956	454,180	-	985,321	4,832,929	73	3,358	סה"כ

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

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	היטל	מס הכנסה	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%
31.12.2022	443	9.65	472,767	96,386	-	57,358	22,369	-	296,654	89,543	41,166	165,945	161,946	158,222	154,745	151,486
31.12.2023	418	9.10	454,016	92,563	-	57,302	44,548	-	259,604	91,630	41,546	126,427	117,505	109,585	102,517	96,177
31.12.2024	424	9.24	462,441	94,281	-	54,705	3,107	-	310,349	124,430	35,298	150,621	133,325	118,687	106,204	95,484
31.12.2025	458	9.97	481,065	98,078	-	53,824	74,399	-	254,764	112,721	41,587	100,456	84,686	71,962	61,593	53,069
31.12.2026	468	10.19	498,946	101,723	-	54,666	74,429	-	268,128	125,178	42,797	100,152	80,410	65,222	53,397	44,091
31.12.2027	504	10.97	538,295	109,746	-	55,857	1,541	-	371,152	173,699	37,326	160,127	122,440	94,799	74,238	58,745
31.12.2028	510	11.11	561,107	114,397	-	56,974	1,572	-	388,166	181,662	39,946	166,558	121,293	89,642	67,147	50,920
31.12.2029	518	11.29	572,526	116,725	-	58,113	1,603	-	396,085	185,368	41,277	169,440	117,516	82,903	59,400	43,168
31.12.2030	520	11.33	576,943	117,625	-	59,275	1,635	-	398,407	186,455	41,861	170,092	112,350	75,656	51,850	36,111
31.12.2031	530	11.55	614,558	125,294	-	60,461	1,668	-	427,135	199,899	45,954	181,282	114,040	73,303	48,054	32,072
31.12.2032	535	11.65	627,871	128,008	-	61,670	1,701	-	436,492	204,278	47,081	185,133	110,917	68,055	42,673	27,295
31.12.2033	535	11.65	637,022	129,874	-	62,904	1,735	-	442,509	207,094	48,447	186,968	106,682	62,482	37,475	22,971
31.12.2034	535	11.65	645,124	131,526	-	64,162	1,770	-	447,667	209,508	51,425	186,734	101,475	56,730	32,546	19,119
31.12.2035	535	11.65	653,613	133,256	-	65,445	58,367	-	396,545	185,583	58,218	152,744	79,051	42,185	23,150	13,032
31.12.2036	535	11.65	663,988	135,372	-	66,754	1,841	-	460,021	215,290	51,732	192,999	95,128	48,457	25,435	13,722
31.12.2037	535	11.65	674,248	137,463	-	68,089	16,019	-	452,677	211,853	57,385	183,439	86,111	41,870	21,022	10,869
31.12.2038	535	11.65	684,714	139,597	-	69,451	52,009	-	423,657	198,271	61,779	163,606	73,144	33,948	16,304	8,078
31.12.2039	535	11.65	695,388	141,773	-	70,840	24,970	-	457,805	214,253	58,579	184,974	78,758	34,893	16,029	7,611
31.12.2040	535	11.65	706,277	143,993	-	72,256	58,555	-	431,472	201,929	62,543	167,000	67,720	28,639	12,584	5,726
31.12.2041	535	11.65	720,185	146,829	-	73,701	2,033	-	497,622	232,887	56,328	208,407	80,486	32,490	13,655	5,955
31.12.2042	499	10.87	685,200	139,696	-	74,621	2,074	-	468,809	219,403	52,803	196,603	72,312	27,864	11,202	4,681
31.12.2043	433	9.44	606,881	123,729	-	75,076	2,115	-	405,961	189,990	45,114	170,857	59,850	22,014	8,465	3,390

2,446	6,373	17,326	49,349	147,925	38,266	163,792	349,982	-	2,157	75,657	-	109,553	537,350	8.20	376	31.12.2044
1,758	4,780	13,586	40,538	127,588	32,185	140,553	300,327	-	2,201	76,357	-	97,027	475,911	7.12	327	31.12.2045
1,243	3,525	10,475	32,745	108,215	28,073	119,893	256,181	-	2,245	77,164	-	85,940	421,530	6.18	284	31.12.2046
882	2,610	8,108	26,551	92,132	23,242	101,494	216,868	-	2,289	78,068	-	76,116	373,342	5.37	247	31.12.2047
618	1,908	6,198	21,262	77,468	19,240	85,074	181,781	-	2,335	79,063	-	67,397	330,576	4.66	214	31.12.2048
422	1,362	4,624	16,619	63,579	16,519	70,462	150,559	-	2,382	80,143	-	59,690	292,773	4.05	186	31.12.2049
286	963	3,420	12,877	51,726	13,560	57,432	122,719	-	2,430	81,302	-	52,869	259,319	3.52	162	31.12.2050
133	467	1,734	6,840	28,850	9,470	33,711	72,031	25,816	2,478	82,535	-	46,828	229,688	3.06	140	31.12.2051
77	281	1,090	4,504	19,946	6,516	23,279	49,741	25,816	2,528	83,837	-	41,466	203,387	2.65	122	31.12.2052
24	90	367	1,589	7,390	2,087	8,337	17,814	25,816	2,578	85,032	-	33,609	164,849	2.11	97	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2057
																31.12.2058
																31.12.2059
																31.12.2060
811,661	1,062,044	1,506,536	2,390,019	4,395,383	1,249,350	4,764,951	10,409,684	77,448	473,683	2,192,662	-	3,368,429	16,521,900	288	13,230	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 0%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 5%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 10%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב- 20%
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2035	-	-	-	-	-	-	(56,562)	-	56,562	26,471	(6,088)	36,179	18,724	9,992	5,483	3,087
31.12.2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,301	(1,301)	(641)	(327)	(171)	(92)
31.12.2037	-	-	-	-	-	-	(14,140)	-	14,140	6,618	(221)	7,744	3,635	1,768	887	459
31.12.2038	-	-	-	-	-	-	(50,093)	-	50,093	23,444	(3,766)	30,416	13,598	6,311	3,031	1,502
31.12.2039	-	-	-	-	-	-	(23,016)	-	23,016	10,772	301	11,944	5,086	2,253	1,035	491
31.12.2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,308	(3,308)	(1,341)	(567)	(249)	(113)
31.12.2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,308	(3,308)	(1,277)	(516)	(217)	(95)
31.12.2042	36	0.78	49,173	10,025	-	555	87,250	-	(48,658)	(22,772)	17,422	(43,307)	(15,929)	(6,138)	(2,467)	(1,031)
31.12.2043	101	2.21	141,962	28,943	-	1,603	28,281	-	83,136	38,908	17,978	26,250	9,195	3,382	1,301	521

893	2,326	6,325	18,015	54,000	25,422	69,868	149,290	-	28,281	2,555	-	46,128	226,253	3.45	158	31.12.2044
1,341	3,646	10,363	30,923	97,327	29,079	111,199	237,604	-	-	3,420	-	61,723	302,747	4.53	208	31.12.2045
1,390	3,943	11,716	36,625	121,035	34,487	136,813	292,335	-	-	4,209	-	75,941	372,485	5.47	251	31.12.2046
1,315	3,893	12,093	39,601	137,415	39,409	155,552	332,377	-	-	4,786	-	86,343	423,506	6.09	280	31.12.2047
1,024	3,163	10,273	35,244	128,413	36,343	144,935	309,691	-	-	4,461	-	80,450	394,602	5.57	256	31.12.2048
779	2,509	8,520	30,623	117,154	31,554	130,818	279,526	-	-	4,027	-	72,614	356,167	4.93	226	31.12.2049
589	1,982	7,037	26,497	106,438	27,764	118,057	252,259	-	-	3,635	-	65,531	321,426	4.36	200	31.12.2050
497	1,745	6,476	25,544	107,740	27,083	118,604	253,427	(25,816)	-	3,281	-	59,128	290,020	3.86	177	31.12.2051
421	1,540	5,977	24,698	109,378	27,837	120,707	257,922	(25,816)	-	3,347	-	60,296	295,749	3.86	177	31.12.2052
358	1,369	5,552	24,037	111,774	31,788	126,291	269,853	(25,816)	-	3,520	-	63,396	310,953	3.98	183	31.12.2053
274	1,094	4,640	21,045	102,753	29,743	116,556	249,052	-	2,630	89,684	-	87,419	428,785	5.38	247	31.12.2054
191	794	3,518	16,717	85,704	25,378	97,719	208,800	-	2,682	90,826	-	77,417	379,726	4.67	215	31.12.2055
110	478	2,217	11,037	59,415	18,561	68,595	146,571	25,816	2,736	92,058	-	68,421	335,602	4.05	186	31.12.2056
74	336	1,629	8,494	48,008	14,813	55,263	118,084	25,816	2,736	93,438	-	61,480	301,553	3.57	164	31.12.2057
49	231	1,169	6,386	37,901	11,045	43,057	92,003	25,816	2,736	94,888	-	55,172	270,615	3.14	144	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
14,034	37,682	113,663	386,536	1,485,764	443,849	1,697,475	3,627,083	-	13,521	500,293	-	1,060,427	5,201,324	70	3,209	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	היטל	מס הכנסה	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-0%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-5%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-10%	תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-15%	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס מהוון ב-20%
31.12.2022	443	9.65	472,767	96,386	-	57,358	22,369	-	296,654	89,543	41,166	165,945	161,946	158,222	154,745	151,486
31.12.2023	418	9.10	454,016	92,563	-	57,302	44,548	-	259,604	91,630	41,546	126,427	117,505	109,585	102,517	96,177
31.12.2024	424	9.24	462,441	94,281	-	54,705	3,107	-	310,349	124,430	35,298	150,621	133,325	118,687	106,204	95,484
31.12.2025	458	9.97	481,065	98,078	-	53,824	74,399	-	254,764	112,721	41,587	100,456	84,686	71,962	61,593	53,069
31.12.2026	468	10.19	498,946	101,723	-	54,666	74,429	-	268,128	125,178	42,797	100,152	80,410	65,222	53,397	44,091
31.12.2027	504	10.97	538,295	109,746	-	55,857	1,541	-	371,152	173,699	37,326	160,127	122,440	94,799	74,238	58,745
31.12.2028	510	11.11	561,107	114,397	-	56,974	1,572	-	388,166	181,662	39,946	166,558	121,293	89,642	67,147	50,920
31.12.2029	518	11.29	572,526	116,725	-	58,113	1,603	-	396,085	185,368	41,277	169,440	117,516	82,903	59,400	43,168
31.12.2030	520	11.33	576,943	117,625	-	59,275	1,635	-	398,407	186,455	41,861	170,092	112,350	75,656	51,850	36,111
31.12.2031	530	11.55	614,558	125,294	-	60,461	1,668	-	427,135	199,899	45,954	181,282	114,040	73,303	48,054	32,072
31.12.2032	535	11.65	627,871	128,008	-	61,670	1,701	-	436,492	204,278	47,081	185,133	110,917	68,055	42,673	27,295
31.12.2033	535	11.65	637,022	129,874	-	62,904	1,735	-	442,509	207,094	48,447	186,968	106,682	62,482	37,475	22,971
31.12.2034	535	11.65	645,124	131,526	-	64,162	1,770	-	447,667	209,508	51,425	186,734	101,475	56,730	32,546	19,119
31.12.2035	535	11.65	653,613	133,256	-	65,445	1,805	-	453,106	212,054	52,129	188,923	97,775	52,178	28,633	16,119
31.12.2036	535	11.65	663,988	135,372	-	66,754	1,841	-	460,021	215,290	53,033	191,698	94,487	48,131	25,264	13,630
31.12.2037	535	11.65	674,248	137,463	-	68,089	1,878	-	466,818	218,471	57,164	191,183	89,746	43,638	21,910	11,328
31.12.2038	535	11.65	684,714	139,597	-	69,451	1,916	-	473,750	221,715	58,013	194,022	86,742	40,260	19,335	9,580
31.12.2039	535	11.65	695,388	141,773	-	70,840	1,954	-	480,821	225,024	58,879	196,918	83,844	37,146	17,064	8,102
31.12.2040	535	11.65	706,277	143,993	-	72,256	58,555	-	431,472	201,929	65,851	163,692	66,378	28,071	12,334	5,613
31.12.2041	535	11.65	720,185	146,829	-	73,701	2,033	-	497,622	232,887	59,636	205,099	79,209	31,975	13,439	5,860
31.12.2042	535	11.65	734,372	149,721	-	75,176	89,324	-	420,152	196,631	70,225	153,296	56,383	21,726	8,734	3,650
31.12.2043	535	11.65	748,843	152,672	-	76,679	30,396	-	489,097	228,897	63,092	197,107	69,045	25,396	9,766	3,911

3,339	8,699	23,651	67,364	201,925	63,688	233,659	499,272	-	30,438	78,213	-	155,681	763,603	11.65	535	31.12.2044
3,099	8,426	23,949	71,461	224,915	61,264	251,752	537,931	-	2,201	79,777	-	158,750	778,658	11.65	535	31.12.2045
2,633	7,468	22,192	69,370	229,251	62,560	256,706	548,517	-	2,245	81,372	-	161,881	794,015	11.65	535	31.12.2046
2,197	6,502	20,200	66,152	229,548	62,651	257,047	549,245	-	2,289	82,855	-	162,459	796,848	11.47	526	31.12.2047
1,642	5,071	16,471	56,507	205,881	55,583	230,009	491,472	-	2,335	83,524	-	147,847	725,178	10.23	470	31.12.2048
1,201	3,871	13,144	47,242	180,733	48,072	201,280	430,085	-	2,382	84,170	-	132,304	648,941	8.98	412	31.12.2049
876	2,946	10,457	39,374	158,164	41,324	175,490	374,978	-	2,430	84,938	-	118,400	580,745	7.88	362	31.12.2050
630	2,212	8,210	32,384	136,590	36,553	152,314	325,458	-	2,478	85,816	-	105,956	519,708	6.92	317	31.12.2051
497	1,821	7,066	29,201	129,324	34,353	143,986	307,662	-	2,528	87,183	-	101,762	499,136	6.51	299	31.12.2052
382	1,459	5,919	25,626	119,164	33,875	134,628	287,667	-	2,578	88,551	-	97,005	475,801	6.09	280	31.12.2053
274	1,094	4,640	21,045	102,753	29,743	116,556	249,052	-	2,630	89,684	-	87,419	428,785	5.38	247	31.12.2054
191	794	3,518	16,717	85,704	25,378	97,719	208,800	-	2,682	90,826	-	77,417	379,726	4.67	215	31.12.2055
110	478	2,217	11,037	59,415	18,561	68,595	146,571	25,816	2,736	92,058	-	68,421	335,602	4.05	186	31.12.2056
74	336	1,629	8,494	48,008	14,813	55,263	118,084	25,816	2,736	93,438	-	61,480	301,553	3.57	164	31.12.2057
49	231	1,169	6,386	37,901	11,045	43,057	92,003	25,816	2,736	94,888	-	55,172	270,615	3.14	144	31.12.2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2060
825,695	1,099,726	1,620,201	2,776,554	5,881,149	1,693,196	6,462,424	14,036,768	77,448	487,203	2,692,955	-	4,428,856	21,723,223	358	16,440	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, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם והתיקון להסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים, התקיימות התנאים המתלים לתיקונים להסכמים עם חברת החשמל ודליה ואשר לגביהן אין כל ודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההנחות וההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאי התחרות שישררו בשוק ו/או מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק המקומי ו/או בשווקי הייצוא של הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו. עוד יצוין, כי שיעור התאמת המחיר במועדי התאמות המחיר, כפי שנקבעו בתיקון להסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים עשוי להיות שונה מהותית מהערכת השותפות, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחיר, והכל בהתאם למנגנון ההתאמה כפי שנקבע בהסכמים כאמור.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז²⁰) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

א. ניתוח רגישות למחיר הגז

גידול במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,365,844	1,466,540	1,085,801	850,702
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,565,737	214,680	97,932	53,285
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,931,581	1,681,220	1,183,733	903,987
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,655,390	125,117	41,127	15,156
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,586,971	1,806,337	1,224,860	919,143

קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,594,109	1,152,245	855,059	670,199
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,265,139	179,250	84,815	48,574
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,859,248	1,331,494	939,874	718,772
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,316,135	102,214	34,239	12,911
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,175,382	1,433,708	974,113	731,683

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

גידול במחיר הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,558,707	1,544,850	1,143,168	895,472
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,641,109	223,713	101,367	54,603
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,199,816	1,768,563	1,244,535	950,075
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,740,204	130,843	42,849	15,717
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	6,940,020	1,899,405	1,287,384	965,792

קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,401,101	1,073,333	796,967	624,621
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,188,716	170,274	81,471	47,348
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,589,817	1,243,608	878,437	671,969
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,232,518	96,548	32,531	12,353
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,822,336	1,340,155	910,969	684,323

גידול במחיר הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,751,531	1,623,072	1,200,432	940,129
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,716,631	232,853	104,894	55,999
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,468,162	1,855,925	1,305,326	996,129
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,825,018	136,568	44,571	16,279
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,293,180	1,992,493	1,349,897	1,012,407

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,208,142	994,272	738,676	578,816
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,109,410	161,039	77,992	46,032
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,317,552	1,155,311	816,667	624,848
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,151,579	91,014	30,857	11,804
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,469,131	1,246,325	847,524	636,652

ב. ניתוח רגישות למכירות הגז

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,152,179	1,433,923	1,072,415	845,019
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,318,821	211,571	100,362	55,414
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,471,000	1,645,493	1,172,777	900,433
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,351,320	125,434	43,534	16,500
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,822,319	1,770,927	1,216,311	916,933

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,557,760	1,148,132	853,520	669,586
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,274,881	181,450	85,782	49,005
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,832,640	1,329,582	939,302	718,591
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,320,143	103,115	34,573	13,035
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,152,784	1,432,697	973,875	731,626

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,125,903	1,476,372	1,114,272	882,818
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,303,356	225,266	108,561	59,819
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,429,260	1,701,639	1,222,833	942,637
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,409,550	141,127	50,122	19,220
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,838,810	1,842,766	1,272,955	961,857

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,364,764	1,069,227	795,432	624,012
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,195,786	172,342	82,405	47,772
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,560,550	1,241,569	877,837	671,784
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,239,207	97,582	32,899	12,486
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,799,758	1,339,151	910,736	684,270

גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,195,409	1,531,119	1,160,544	922,126
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,282,203	232,603	113,777	62,978
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,477,612	1,763,722	1,274,320	985,104
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,371,899	147,838	54,009	21,149
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,849,511	1,911,560	1,328,329	1,006,253

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,171,815	990,170	737,144	578,209
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,116,484	163,107	78,927	46,456
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,288,299	1,153,278	816,071	624,665
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,158,272	92,049	31,224	11,937
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	4,446,571	1,245,327	847,295	636,602

להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI)²¹ ותעריף ייצור החשמל) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי השותפות²²:

א. ניתוח רגישות לתחזית ה-CPI

גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,961,616	1,306,824	969,416	760,103
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,410,791	196,730	91,289	50,878
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,372,407	1,503,554	1,060,705	810,981
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,474,357	113,237	37,590	14,012
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,846,765	1,616,791	1,098,295	824,993

קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,997,468	1,312,159	971,844	761,321
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,419,727	197,085	91,357	50,889
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,417,195	1,509,243	1,063,201	812,210
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,496,529	114,070	37,771	14,054
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,913,724	1,623,313	1,100,972	826,264

21 עלויות התפעול בתזרים מותאמות אף הן ל-CPI.

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

ב. ניתוח רגישות לתחזית תעריף ייצור החשמל

גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,014,771	1,330,973	988,413	775,863
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,415,175	196,720	91,141	50,709
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,429,945	1,527,694	1,079,554	826,572
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,485,763	113,665	37,683	14,033
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,915,708	1,641,359	1,117,237	840,605

קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,955,379	1,296,114	960,037	752,024
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,415,446	196,981	91,392	50,950
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,370,825	1,493,095	1,051,428	802,974
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,485,763	113,665	37,683	14,033
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,856,588	1,606,760	1,089,111	817,007

להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) ולכמויות אותן התחייבו הלקוחות לצרוך ככל שכמויות אלו נחוצות להם במפעליהן (התחייבות תפעולית) (להלן ביחד: "כמויות מינימליות") על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות ליום 31.12.2021 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

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

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,124,699	1,365,042	1,008,042	786,973
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,314,285	205,857	97,573	54,284
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,438,984	1,570,899	1,105,615	841,257
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,454,449	127,034	43,223	16,172
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,893,432	1,697,934	1,148,837	857,429

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

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,691,832	1,233,564	925,143	731,160
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,274,054	180,680	85,044	48,301
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,965,886	1,414,244	1,010,187	779,461
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,320,145	103,115	34,573	13,035
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,286,031	1,517,359	1,044,761	792,496

- א. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויכות לנכס הנפט
ההבדלים העיקריים בין דוח העתודות הנוכחי לבין דוח העתודות הקודם נובעים בעיקר מהפקה של
כ- BCF 306 גז טבעי וכ- 403 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שנת 2021.

ב. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2019-2021:

<u>גז טבעי²³</u>			
שנת 2021 ²⁴	שנת 2020	שנת 2019	
305,855	291,337	368,713	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
87,933	83,759	106,005	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
4.58	5.14	5.53	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.50	0.58	0.64	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - המדינה
-	-	-	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - צדדים שלישיים
0.53	0.50	0.53	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - בעלי עניין ²⁵
0.44	0.33	0.40	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
3.11	3.73	3.96	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
2.9	2.7	3.3	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) ²⁶

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

24 נתוני ההפקה לשנת 2021 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

25 כולל הוצאות תמלוגים בסך של כ- 0.12 דולר ל-MCF בשנת 2021 וכ- 0.03 דולר ל-MCF בשנת 2020 אשר נרשמו בגין הבוררות בשאלת מועד החזר ההשקעה (לפרטים ראו באור 5.ח לדוחות הכספיים לרבעון השלישי).

26 שיעור האזילה הינו שיעור הגז הטבעי המופק בתקופת הדיווח הרלוונטית, מתוך יתרת העתודות המוכחות והצפויות לתחילת אותה תקופת דיווח. שיעור האזילה האמור מחושב בסוף שנה ולא במהלכה.

קונדנסט²⁷			
שנת 2021²⁸	שנת 2020	שנת 2019	
402.95	382.92	482.29	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
115.85	110.09	138.66	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
60.43	34.88	56.42	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
6.61	3.96	6.53	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - המדינה
-	-	-	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - צדדים שלישיים
6.94	3.37	5.37	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית) - בעלי עניין²⁹
2.40	1.79	2.19	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
44.48	25.76	42.33	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
2.9	2.7	3.3	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ³⁰

ד. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות של פרויקט תמר (הכולל את מאגרי תמר ותמר SW) שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

ה. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 2 במרץ 2022 ;
- (2) ציון שם התאגיד: ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: חיים צוף, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;

²⁷ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגג עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

²⁸ נתוני ההפקה לשנת 2021 מבוססים על נתונים כספיים לא מבוקרים.

²⁹ כולל הוצאות תמלוגים בסך של כ- 1.52 דולר לחבית בשנת 2021 וסך של כ- 0.20 דולר לחבית בשנת 2020 אשר נרשמו כנגד הפרשה בגין הבוררות בשאלת מועד החזר ההשקעה (לפרטים ראו באור 5 ח. לדוחות הכספיים לרבעון השלישי).

³⁰ כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.

- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2018) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

חיים צוף

השותפים בפרויקט תמר ושיעור החזקותיהם הינם כדלקמן:

25.00%	Chevron Mediterranean Limited
28.75 %	השותפות
11.00%	Tamar Investment 1 RSC Limited
11.00%	Tamar Investment 2 RSC Limited
16.75%	תמר פטרולים בע"מ
4.00%	דור חיפושי גז, שותפות מוגבלת
3.50%	אורסט תשתיות, שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

ישראל מקו אויל אנד גז בע"מ, השותף הכללי

ע"י רון מאור, מנכ"ל השותף הכללי

ועו"ד יונתן גרשון יועץ משפטי בשותף הכללי

נספח א'

דוח עתודות של פרויקט תמר

(הכולל את מאגרי תמר ותמר SW)

נכון ליום 31.12.2021

March 2, 2022

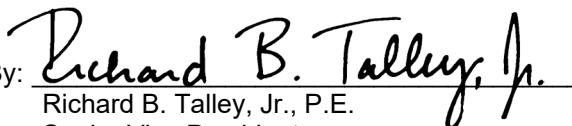
Mr. Eran Lendner
Equital Ltd.
8 Granit Street
Petah Tikva 49002
Israel

Dear Mr. Lendner:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Equital Ltd., its subsidiaries, and related parties (Equital) to use our report issued to Isramco Negev-2 LP (Isramco) dated March 2, 2022 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, 2021, to the Isramco interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

RBT:PNH

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS
TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2021

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

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

March 2, 2022

Isramco Negev-2 LP
8 Granit Street
Petah Tikva 49002
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Isramco Negev-2 LP (Isramco) interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Isramco owns a 28.75 percent direct working interest in these properties. Reserves in Tamar Southwest Field that extend beyond the Tamar Lease boundary have not been included in this report. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Isramco, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Isramco's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Isramco working interest reserves for these properties, as of December 31, 2021, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,592.9	2,183.0	9.9	2.8
Probable	2,582.7	742.5	3.4	1.0
Proved + Probable (2P)	10,175.6	2,925.5	13.2	3.8
Possible	2,468.3	709.6	3.2	0.9
Proved + Probable + Possible (3P)	12,643.9	3,635.1	16.4	4.7

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Isramco interest in these properties, as of December 31, 2021, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	2,980.0	1,894.5	1,309.6	970.7	760.8
Probable	1,415.4	495.5	196.9	91.3	50.9
Proved + Probable (2P)	4,395.4	2,390.0	1,506.5	1,062.0	811.7
Possible	1,485.8	386.5	113.7	37.7	14.0
Proved + Probable + Possible (3P)	5,881.1	2,776.6	1,620.2	1,099.7	825.7

Totals may not add because of rounding.

March 2, 2022

Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of December 31, 2021, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	6,796.5	8.8	796.4	1.0	7,592.9	9.9
Probable	2,423.6	3.2	159.1	0.2	2,582.7	3.4
Proved + Probable (2P)	9,220.0	12.0	955.6	1.2	10,175.6	13.2
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	11,586.1	15.1	1,057.8	1.4	12,643.9	16.4

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the February 28, 2022, exchange rate was 3.21 Israeli New 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, 2021, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

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

As requested, this report has been prepared using gas and condensate prices specified by Isramco. Gas prices are based on Isramco's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Consumer Price Index, the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority, or an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Isramco. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited is the operator of the properties. Based on a review of the records provided to us and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are escalated for inflation using rates specified by Isramco.

March 2, 2022
Page 3 of 4

Capital costs used in this report were provided by Isramco and are based on estimates of future expenditures for the purpose of preserving and expanding the production capacity. Capital costs are those amounts of expenditures already authorized by the partners and amounts forecasted by Isramco that are required for the above purpose, including ongoing maintenance projects, new development wells, additional infrastructure, and production equipment. It is our understanding that Tamar and Tamar Southwest Fields are being developed under the Tamar Development Plan. Based on our understanding of this future development plan, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Isramco's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation, with the exception of maintenance capital projects, which are escalated for inflation using rates specified by Isramco.

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

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

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

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

March 2, 2022

Page 4 of 4

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2021, by Mr. Ron Maor, Chief Executive Officer of Isramco, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Isramco, Chevron Mediterranean Limited, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Isramco.


QUALIFICATIONS

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

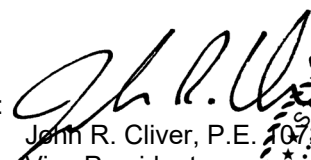
This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver and Mr. Long are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.


Sincerely,

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

By: 

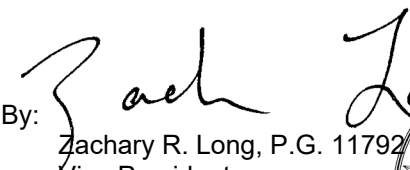
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

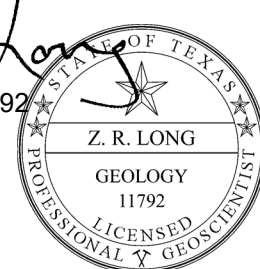
By: 
John R. Cliver, P.E. 107216
Vice President



Date Signed: March 2, 2022

JRC:PNH

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



Date Signed: March 2, 2022

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

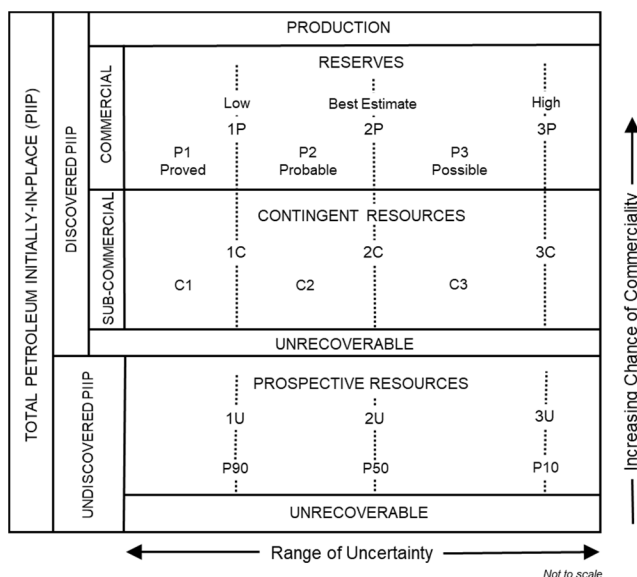


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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).

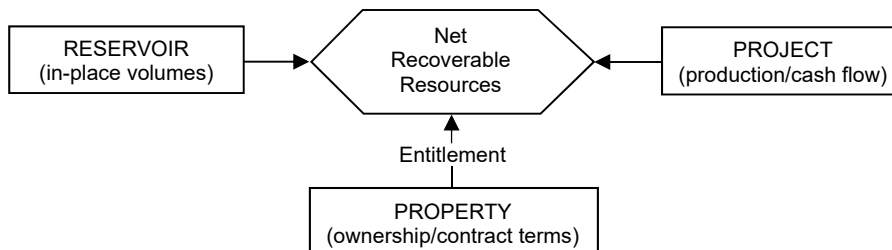


Figure 1.2—Resources evaluation

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

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
		Royalties							Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%
Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	
12-31-2022	472.8	53.4	43.0	-	96.4	22.4	-	57.4	296.7
12-31-2023	454.0	51.3	41.3	-	92.6	81.0	-	57.3	223.1
12-31-2024	462.4	52.3	42.0	-	94.3	76.0	-	54.7	237.4
12-31-2025	481.1	54.4	43.7	-	98.1	37.9	-	53.9	291.1
12-31-2026	498.9	56.4	45.3	-	101.7	1.5	-	54.8	341.0
12-31-2027	538.3	60.8	48.9	-	109.7	1.5	-	55.9	371.2
12-31-2028	561.1	63.4	51.0	-	114.4	29.9	-	57.0	359.9
12-31-2029	572.5	64.7	52.0	-	116.7	29.9	-	58.1	367.8
12-31-2030	576.9	65.2	52.4	-	117.6	1.6	-	59.3	398.4
12-31-2031	614.6	69.4	55.8	-	125.3	1.7	-	60.5	427.1
12-31-2032	627.9	70.9	57.1	-	128.0	1.7	-	61.7	436.5
12-31-2033	637.0	72.0	57.9	-	129.9	30.0	-	62.9	414.2
12-31-2034	645.1	72.9	58.6	-	131.5	30.1	-	64.2	419.4
12-31-2035	653.6	73.9	59.4	-	133.3	24.8	-	65.4	430.1
12-31-2036	658.0	74.4	59.8	-	134.2	9.5	-	66.7	447.7
12-31-2037	553.1	62.5	50.3	-	112.8	1.9	-	66.7	371.7
12-31-2038	450.1	50.9	40.9	-	91.8	1.9	-	66.8	289.6
12-31-2039	381.5	43.1	34.7	-	77.8	2.0	-	67.3	234.4
12-31-2040	332.4	37.6	30.2	-	67.8	2.0	-	68.0	194.6
12-31-2041	296.5	33.5	26.9	-	60.4	2.0	-	68.9	165.1
12-31-2042	266.1	30.1	24.2	-	54.2	2.1	-	69.9	139.9
12-31-2043	238.8	27.0	21.7	-	48.7	2.1	-	70.9	117.1
12-31-2044	214.2	24.2	19.5	-	43.7	2.2	-	72.0	96.4
12-31-2045	192.2	21.7	17.5	-	39.2	2.2	-	73.2	77.7
12-31-2046	172.5	19.5	15.7	-	35.2	2.2	24.4	74.4	36.3
12-31-2047	98.4	11.1	8.9	-	20.1	2.3	24.4	75.0	-23.3
12-31-2048	38.8	4.4	3.5	-	7.9	2.3	24.4	75.8	-71.6
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11,689.0	1,320.9	1,062.3	-	2,383.1	404.7	73.3	1,738.5	7,089.4

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	89.5	207.1	23.0	41.2	165.9	161.9	158.2	154.7	151.5
12-31-2023	34.9	77.8	145.3	23.0	44.7	100.6	93.5	87.2	81.6	76.5
12-31-2024	38.6	91.7	145.7	23.0	42.8	102.9	91.1	81.1	72.6	65.3
12-31-2025	43.0	125.2	166.0	23.0	35.4	130.6	110.1	93.5	80.1	69.0
12-31-2026	46.6	158.9	182.1	23.0	31.7	150.4	120.7	97.9	80.2	66.2
12-31-2027	46.8	173.7	197.5	23.0	37.3	160.1	122.4	94.8	74.2	58.7
12-31-2028	46.8	168.4	191.5	23.0	43.0	148.5	108.1	79.9	59.9	45.4
12-31-2029	46.8	172.1	195.7	23.0	43.7	152.0	105.4	74.4	53.3	38.7
12-31-2030	46.8	186.5	212.0	23.0	40.6	171.4	113.2	76.2	52.2	36.4
12-31-2031	46.8	199.9	227.2	23.0	44.7	182.6	114.9	73.8	48.4	32.3
12-31-2032	46.8	204.3	232.2	23.0	45.8	186.4	111.7	68.5	43.0	27.5
12-31-2033	46.8	193.9	220.4	23.0	50.2	170.2	97.1	56.9	34.1	20.9
12-31-2034	46.8	196.3	223.1	23.0	53.4	169.8	92.2	51.6	29.6	17.4
12-31-2035	46.8	201.3	228.8	23.0	54.5	174.3	90.2	48.1	26.4	14.9
12-31-2036	46.8	209.5	238.2	23.0	53.5	184.7	91.0	46.4	24.3	13.1
12-31-2037	46.8	174.0	197.8	23.0	42.2	155.5	73.0	35.5	17.8	9.2
12-31-2038	46.8	135.5	154.1	23.0	32.2	121.9	54.5	25.3	12.1	6.0
12-31-2039	46.8	109.7	124.7	23.0	26.1	98.7	42.0	18.6	8.5	4.1
12-31-2040	46.8	91.1	103.5	23.0	21.8	81.7	33.1	14.0	6.2	2.8
12-31-2041	46.8	77.3	87.8	23.0	18.2	69.6	26.9	10.9	4.6	2.0
12-31-2042	46.8	65.5	74.4	23.0	15.1	59.3	21.8	8.4	3.4	1.4
12-31-2043	46.8	54.8	62.3	23.0	12.3	50.0	17.5	6.4	2.5	1.0
12-31-2044	46.8	45.1	51.3	23.0	10.4	40.9	13.6	4.8	1.8	0.7
12-31-2045	46.8	36.4	41.3	23.0	8.7	32.7	10.4	3.5	1.2	0.5
12-31-2046	46.8	17.0	19.3	23.0	5.0	14.4	4.3	1.4	0.5	0.2
12-31-2047	46.8	-	-23.3	23.0	-	-23.3	-6.7	-2.1	-0.7	-0.2
12-31-2048	46.8	-	-71.6	23.0	-	-71.6	-19.7	-5.7	-1.8	-0.6
12-31-2049	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		3,255.1	3,834.2		854.2	2,980.0	1,894.5	1,309.6	970.7	760.8

Totals may not add because of rounding.

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
Before Levy and									
Corporate									
Income Taxes									
Discounted at 0%									
(MM\$)									
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-36.5	-	-	36.5
12-31-2024	-	-	-	-	-	-72.9	-	-	72.9
12-31-2025	-	-	-	-	-	36.5	-	-0.1	-36.4
12-31-2026	-	-	-	-	-	72.9	-	-0.1	-72.8
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-28.3	-	-	28.3
12-31-2029	-	-	-	-	-	-28.3	-	-	28.3
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-28.3	-	-	28.3
12-31-2034	-	-	-	-	-	-28.3	-	-	28.3
12-31-2035	-	-	-	-	-	33.5	-	-	-33.5
12-31-2036	5.9	0.7	0.5	-	1.2	-7.7	-	0.1	12.3
12-31-2037	121.1	13.7	11.0	-	24.7	14.1	-	1.3	80.9
12-31-2038	234.6	26.5	21.3	-	47.8	50.1	-	2.6	134.0
12-31-2039	313.9	35.5	28.5	-	64.0	23.0	-	3.5	223.4
12-31-2040	373.9	42.3	34.0	-	76.2	56.6	-	4.2	236.9
12-31-2041	423.7	47.9	38.5	-	86.4	-	-	4.8	332.5
12-31-2042	419.1	47.4	38.1	-	85.5	-	-	4.7	329.0
12-31-2043	368.1	41.6	33.5	-	75.0	-	-	4.2	288.9
12-31-2044	323.1	36.5	29.4	-	65.9	-	-	3.6	253.6
12-31-2045	283.7	32.1	25.8	-	57.8	-	-	3.2	222.6
12-31-2046	249.0	28.1	22.6	-	50.8	-	-24.4	2.8	219.9
12-31-2047	274.9	31.1	25.0	-	56.1	-	-24.4	3.1	240.2
12-31-2048	291.7	33.0	26.5	-	59.5	-	-24.4	3.3	253.4
12-31-2049	292.8	33.1	26.6	-	59.7	2.4	-	80.1	150.6
12-31-2050	259.3	29.3	23.6	-	52.9	2.4	-	81.3	122.7
12-31-2051	229.7	26.0	20.9	-	46.8	2.5	25.8	82.5	72.0
12-31-2052	203.4	23.0	18.5	-	41.5	2.5	25.8	83.8	49.7
12-31-2053	164.8	18.6	15.0	-	33.6	2.6	25.8	85.0	17.8
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4,832.9	546.1	439.2	-	985.3	69.0	4.2	454.2	3,320.3

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	35.3	13.8	22.6	23.0	-3.2	25.8	24.0	22.4	20.9	19.6
12-31-2024	40.1	32.7	40.2	23.0	-7.5	47.7	42.2	37.6	33.6	30.2
12-31-2025	44.2	-12.4	-23.9	23.0	6.2	-30.1	-25.4	-21.6	-18.5	-15.9
12-31-2026	46.7	-33.7	-39.1	23.0	11.1	-50.2	-40.3	-32.7	-26.8	-22.1
12-31-2027	46.8	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	13.2	15.0	23.0	-3.0	18.1	13.2	9.7	7.3	5.5
12-31-2029	46.8	13.2	15.0	23.0	-2.4	17.4	12.1	8.5	6.1	4.4
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.9	-0.6	-0.4	-0.3
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.8	-0.5	-0.3	-0.2
12-31-2032	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.8	-0.5	-0.3	-0.2
12-31-2033	46.8	13.2	15.0	23.0	-1.7	16.8	9.6	5.6	3.4	2.1
12-31-2034	46.8	13.2	15.0	23.0	-1.9	17.0	9.2	5.2	3.0	1.7
12-31-2035	46.8	-15.7	-17.8	23.0	3.7	-21.5	-11.1	-5.9	-3.3	-1.8
12-31-2036	46.8	5.8	6.6	23.0	-1.7	8.3	4.1	2.1	1.1	0.6
12-31-2037	46.8	37.9	43.1	23.0	15.2	27.9	13.1	6.4	3.2	1.7
12-31-2038	46.8	62.7	71.3	23.0	29.6	41.7	18.6	8.7	4.2	2.1
12-31-2039	46.8	104.5	118.8	23.0	32.5	86.3	36.8	16.3	7.5	3.6
12-31-2040	46.8	110.9	126.0	23.0	40.7	85.3	34.6	14.6	6.4	2.9
12-31-2041	46.8	155.6	176.9	23.0	38.1	138.8	53.6	21.6	9.1	4.0
12-31-2042	46.8	154.0	175.0	23.0	37.7	137.3	50.5	19.5	7.8	3.3
12-31-2043	46.8	135.2	153.7	23.0	32.8	120.9	42.3	15.6	6.0	2.4
12-31-2044	46.8	118.7	134.9	23.0	27.9	107.0	35.7	12.5	4.6	1.8
12-31-2045	46.8	104.2	118.4	23.0	23.5	94.9	30.2	10.1	3.6	1.3
12-31-2046	46.8	102.9	117.0	23.0	23.1	93.8	28.4	9.1	3.1	1.1
12-31-2047	46.8	101.5	138.7	23.0	23.2	115.5	33.3	10.2	3.3	1.1
12-31-2048	46.8	85.1	168.3	23.0	19.2	149.1	40.9	11.9	3.7	1.2
12-31-2049	46.8	70.5	80.1	23.0	16.5	63.6	16.6	4.6	1.4	0.4
12-31-2050	46.8	57.4	65.3	23.0	13.6	51.7	12.9	3.4	1.0	0.3
12-31-2051	46.8	33.7	38.3	23.0	9.5	28.9	6.8	1.7	0.5	0.1
12-31-2052	46.8	23.3	26.5	23.0	6.5	19.9	4.5	1.1	0.3	0.1
12-31-2053	46.8	8.3	9.5	23.0	2.1	7.4	1.6	0.4	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		1,509.8	1,810.5		395.1	1,415.4	495.5	196.9	91.3	50.9

Totals may not add because of rounding.

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
Before Levy and									
Corporate									
Income Taxes									
Discounted at 0%									
(MM\$)									
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	472.8	53.4	43.0	-	96.4	22.4	-	57.4	296.7
12-31-2023	454.0	51.3	41.3	-	92.6	44.5	-	57.3	259.6
12-31-2024	462.4	52.3	42.0	-	94.3	3.1	-	54.7	310.3
12-31-2025	481.1	54.4	43.7	-	98.1	74.4	-	53.8	254.8
12-31-2026	498.9	56.4	45.3	-	101.7	74.4	-	54.7	268.1
12-31-2027	538.3	60.8	48.9	-	109.7	1.5	-	55.9	371.2
12-31-2028	561.1	63.4	51.0	-	114.4	1.6	-	57.0	388.2
12-31-2029	572.5	64.7	52.0	-	116.7	1.6	-	58.1	396.1
12-31-2030	576.9	65.2	52.4	-	117.6	1.6	-	59.3	398.4
12-31-2031	614.6	69.4	55.8	-	125.3	1.7	-	60.5	427.1
12-31-2032	627.9	70.9	57.1	-	128.0	1.7	-	61.7	436.5
12-31-2033	637.0	72.0	57.9	-	129.9	1.7	-	62.9	442.5
12-31-2034	645.1	72.9	58.6	-	131.5	1.8	-	64.2	447.7
12-31-2035	653.6	73.9	59.4	-	133.3	58.4	-	65.4	396.5
12-31-2036	664.0	75.0	60.3	-	135.4	1.8	-	66.8	460.0
12-31-2037	674.2	76.2	61.3	-	137.5	16.0	-	68.1	452.7
12-31-2038	684.7	77.4	62.2	-	139.6	52.0	-	69.5	423.7
12-31-2039	695.4	78.6	63.2	-	141.8	25.0	-	70.8	457.8
12-31-2040	706.3	79.8	64.2	-	144.0	58.6	-	72.3	431.5
12-31-2041	720.2	81.4	65.4	-	146.8	2.0	-	73.7	497.6
12-31-2042	685.2	77.4	62.3	-	139.7	2.1	-	74.6	468.8
12-31-2043	606.9	68.6	55.2	-	123.7	2.1	-	75.1	406.0
12-31-2044	537.3	60.7	48.8	-	109.6	2.2	-	75.7	350.0
12-31-2045	475.9	53.8	43.2	-	97.0	2.2	-	76.4	300.3
12-31-2046	421.5	47.6	38.3	-	85.9	2.2	-	77.2	256.2
12-31-2047	373.3	42.2	33.9	-	76.1	2.3	-	78.1	216.9
12-31-2048	330.6	37.4	30.0	-	67.4	2.3	-	79.1	181.8
12-31-2049	292.8	33.1	26.6	-	59.7	2.4	-	80.1	150.6
12-31-2050	259.3	29.3	23.6	-	52.9	2.4	-	81.3	122.7
12-31-2051	229.7	26.0	20.9	-	46.8	2.5	25.8	82.5	72.0
12-31-2052	203.4	23.0	18.5	-	41.5	2.5	25.8	83.8	49.7
12-31-2053	164.8	18.6	15.0	-	33.6	2.6	25.8	85.0	17.8
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	16,521.9	1,867.0	1,501.5	-	3,368.4	473.7	77.4	2,192.7	10,409.7

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	89.5	207.1	23.0	41.2	165.9	161.9	158.2	154.7	151.5
12-31-2023	35.3	91.6	168.0	23.0	41.5	126.4	117.5	109.6	102.5	96.2
12-31-2024	40.1	124.4	185.9	23.0	35.3	150.6	133.3	118.7	106.2	95.5
12-31-2025	44.2	112.7	142.0	23.0	41.6	100.5	84.7	72.0	61.6	53.1
12-31-2026	46.7	125.2	142.9	23.0	42.8	100.2	80.4	65.2	53.4	44.1
12-31-2027	46.8	173.7	197.5	23.0	37.3	160.1	122.4	94.8	74.2	58.7
12-31-2028	46.8	181.7	206.5	23.0	39.9	166.6	121.3	89.6	67.1	50.9
12-31-2029	46.8	185.4	210.7	23.0	41.3	169.4	117.5	82.9	59.4	43.2
12-31-2030	46.8	186.5	212.0	23.0	41.9	170.1	112.4	75.7	51.9	36.1
12-31-2031	46.8	199.9	227.2	23.0	46.0	181.3	114.0	73.3	48.1	32.1
12-31-2032	46.8	204.3	232.2	23.0	47.1	185.1	110.9	68.1	42.7	27.3
12-31-2033	46.8	207.1	235.4	23.0	48.4	187.0	106.7	62.5	37.5	23.0
12-31-2034	46.8	209.5	238.2	23.0	51.4	186.7	101.5	56.7	32.5	19.1
12-31-2035	46.8	185.6	211.0	23.0	58.2	152.7	79.1	42.2	23.1	13.0
12-31-2036	46.8	215.3	244.7	23.0	51.7	193.0	95.1	48.5	25.4	13.7
12-31-2037	46.8	211.9	240.8	23.0	57.4	183.4	86.1	41.9	21.0	10.9
12-31-2038	46.8	198.3	225.4	23.0	61.8	163.6	73.1	33.9	16.3	8.1
12-31-2039	46.8	214.3	243.6	23.0	58.6	185.0	78.8	34.9	16.0	7.6
12-31-2040	46.8	201.9	229.5	23.0	62.5	167.0	67.7	28.6	12.6	5.7
12-31-2041	46.8	232.9	264.7	23.0	56.3	208.4	80.5	32.5	13.7	6.0
12-31-2042	46.8	219.4	249.4	23.0	52.8	196.6	72.3	27.9	11.2	4.7
12-31-2043	46.8	190.0	216.0	23.0	45.1	170.9	59.8	22.0	8.5	3.4
12-31-2044	46.8	163.8	186.2	23.0	38.3	147.9	49.3	17.3	6.4	2.4
12-31-2045	46.8	140.6	159.8	23.0	32.2	127.6	40.5	13.6	4.8	1.8
12-31-2046	46.8	119.9	136.3	23.0	28.1	108.2	32.7	10.5	3.5	1.2
12-31-2047	46.8	101.5	115.4	23.0	23.2	92.1	26.6	8.1	2.6	0.9
12-31-2048	46.8	85.1	96.7	23.0	19.2	77.5	21.3	6.2	1.9	0.6
12-31-2049	46.8	70.5	80.1	23.0	16.5	63.6	16.6	4.6	1.4	0.4
12-31-2050	46.8	57.4	65.3	23.0	13.6	51.7	12.9	3.4	1.0	0.3
12-31-2051	46.8	33.7	38.3	23.0	9.5	28.9	6.8	1.7	0.5	0.1
12-31-2052	46.8	23.3	26.5	23.0	6.5	19.5	4.5	1.1	0.3	0.1
12-31-2053	46.8	8.3	9.5	23.0	2.1	7.4	1.6	0.4	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		4,765.0	5,644.7		1,249.3	4,395.4	2,390.0	1,506.5	1,062.0	811.7

Totals may not add because of rounding.

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	-	-	-	-	-	-56.6	-	-	56.6
12-31-2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2037	-	-	-	-	-	-14.1	-	-	14.1
12-31-2038	-	-	-	-	-	-50.1	-	-	50.1
12-31-2039	-	-	-	-	-	-23.0	-	-	23.0
12-31-2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2042	49.2	5.6	4.5	-	10.0	87.3	-	0.6	-48.7
12-31-2043	142.0	16.0	12.9	-	28.9	28.3	-	1.6	83.1
12-31-2044	226.3	25.6	20.6	-	46.1	28.3	-	2.6	149.3
12-31-2045	302.7	34.2	27.5	-	61.7	-	-	3.4	237.6
12-31-2046	372.5	42.1	33.9	-	75.9	-	-	4.2	292.3
12-31-2047	423.5	47.9	38.5	-	86.3	-	-	4.8	332.4
12-31-2048	394.6	44.6	35.9	-	80.5	-	-	4.5	309.7
12-31-2049	356.2	40.2	32.4	-	72.6	-	-	4.0	279.5
12-31-2050	321.4	36.3	29.2	-	65.5	-	-	3.6	252.3
12-31-2051	290.0	32.8	26.4	-	59.1	-	-25.8	3.3	253.4
12-31-2052	295.7	33.4	26.9	-	60.3	-	-25.8	3.3	257.9
12-31-2053	311.0	35.1	28.3	-	63.4	-	-25.8	3.5	269.9
12-31-2054	428.8	48.5	39.0	-	87.4	2.6	-	89.7	249.1
12-31-2055	379.7	42.9	34.5	-	77.4	2.7	-	90.8	208.8
12-31-2056	335.6	37.9	30.5	-	68.4	2.7	25.8	92.1	146.6
12-31-2057	301.6	34.1	27.4	-	61.5	2.7	25.8	93.4	118.1
12-31-2058	270.6	30.6	24.6	-	55.2	2.7	25.8	94.9	92.0
Total	5,201.3	587.7	472.7	-	1,060.4	13.5	-	500.3	3,627.1

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	35.3	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	40.1	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2025	44.2	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2026	46.7	-	-	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	26.5	30.1	23.0	-6.1	36.2	18.7	10.0	5.5	3.1
12-31-2036	46.8	-	-	23.0	1.3	-1.3	-0.6	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2037	46.8	6.6	7.5	23.0	-0.2	7.7	3.6	1.8	0.9	0.5
12-31-2038	46.8	23.4	26.6	23.0	-3.8	30.4	13.6	6.3	3.0	1.5
12-31-2039	46.8	10.8	12.2	23.0	0.3	11.9	5.1	2.3	1.0	0.5
12-31-2040	46.8	-	-	23.0	3.3	-3.3	-1.3	-0.6	-0.2	-0.1
12-31-2041	46.8	-	-	23.0	3.3	-3.3	-1.3	-0.5	-0.2	-0.1
12-31-2042	46.8	-22.8	-25.9	23.0	17.4	-43.3	-15.9	-6.1	-2.5	-1.0
12-31-2043	46.8	38.9	44.2	23.0	18.0	26.3	9.2	3.4	1.3	0.5
12-31-2044	46.8	69.9	79.4	23.0	25.4	54.0	18.0	6.3	2.3	0.9
12-31-2045	46.8	111.2	126.4	23.0	29.1	97.3	30.9	10.4	3.6	1.3
12-31-2046	46.8	136.8	155.5	23.0	34.5	121.0	36.6	11.7	3.9	1.4
12-31-2047	46.8	155.6	176.8	23.0	39.4	137.4	39.6	12.1	3.9	1.3
12-31-2048	46.8	144.9	164.8	23.0	36.3	128.4	35.2	10.3	3.2	1.0
12-31-2049	46.8	130.8	148.7	23.0	31.6	117.2	30.6	8.5	2.5	0.8
12-31-2050	46.8	118.1	134.2	23.0	27.8	106.4	26.5	7.0	2.0	0.6
12-31-2051	46.8	118.6	134.8	23.0	27.1	107.7	25.5	6.5	1.7	0.5
12-31-2052	46.8	120.7	137.2	23.0	27.8	109.4	24.7	6.0	1.5	0.4
12-31-2053	46.8	126.3	143.6	23.0	31.8	111.8	24.0	5.6	1.4	0.4
12-31-2054	46.8	116.6	132.5	23.0	29.7	102.8	21.0	4.6	1.1	0.3
12-31-2055	46.8	97.7	111.1	23.0	25.4	85.7	16.7	3.5	0.8	0.2
12-31-2056	46.8	68.6	78.0	23.0	18.6	59.4	11.0	2.2	0.5	0.1
12-31-2057	46.8	55.3	62.8	23.0	14.8	48.0	8.5	1.6	0.3	0.1
12-31-2058	46.8	43.1	48.9	23.0	11.0	37.9	6.4	1.2	0.2	0.0
Total		1,697.5	1,929.6		443.8	1,485.8	386.5	113.7	37.7	14.0

Totals may not add because of rounding.

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Fututre Net Revenue									
Before Levy and									
Corporate									
Income Taxes									
Discounted at 0%									
(MM\$)									
Period	Working	Royalties				Net	Net	Net	
Ending	Interest	State	Interested	Third	Total	Capital	Abandonment	Operating	
	Revenue	(MM\$)	Party	Party	(MM\$)	Costs	Costs	Expenses ⁽¹⁾	
	(MM\$)		(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	
12-31-2022	472.8	53.4	43.0	-	96.4	22.4	-	57.4	296.7
12-31-2023	454.0	51.3	41.3	-	92.6	44.5	-	57.3	259.6
12-31-2024	462.4	52.3	42.0	-	94.3	3.1	-	54.7	310.3
12-31-2025	481.1	54.4	43.7	-	98.1	74.4	-	53.8	254.8
12-31-2026	498.9	56.4	45.3	-	101.7	74.4	-	54.7	268.1
12-31-2027	538.3	60.8	48.9	-	109.7	1.5	-	55.9	371.2
12-31-2028	561.1	63.4	51.0	-	114.4	1.6	-	57.0	388.2
12-31-2029	572.5	64.7	52.0	-	116.7	1.6	-	58.1	396.1
12-31-2030	576.9	65.2	52.4	-	117.6	1.6	-	59.3	398.4
12-31-2031	614.6	69.4	55.8	-	125.3	1.7	-	60.5	427.1
12-31-2032	627.9	70.9	57.1	-	128.0	1.7	-	61.7	436.5
12-31-2033	637.0	72.0	57.9	-	129.9	1.7	-	62.9	442.5
12-31-2034	645.1	72.9	58.6	-	131.5	1.8	-	64.2	447.7
12-31-2035	653.6	73.9	59.4	-	133.3	1.8	-	65.4	453.1
12-31-2036	664.0	75.0	60.3	-	135.4	1.8	-	66.8	460.0
12-31-2037	674.2	76.2	61.3	-	137.5	1.9	-	68.1	466.8
12-31-2038	684.7	77.4	62.2	-	139.6	1.9	-	69.5	473.8
12-31-2039	695.4	78.6	63.2	-	141.8	2.0	-	70.8	480.8
12-31-2040	706.3	79.8	64.2	-	144.0	58.6	-	72.3	431.5
12-31-2041	720.2	81.4	65.4	-	146.8	2.0	-	73.7	497.6
12-31-2042	734.4	83.0	66.7	-	149.7	89.3	-	75.2	420.2
12-31-2043	748.8	84.6	68.1	-	152.7	30.4	-	76.7	489.1
12-31-2044	763.6	86.3	69.4	-	155.7	30.4	-	78.2	499.3
12-31-2045	778.7	88.0	70.8	-	158.8	2.2	-	79.8	537.9
12-31-2046	794.0	89.7	72.2	-	161.9	2.2	-	81.4	548.5
12-31-2047	796.8	90.0	72.4	-	162.5	2.3	-	82.9	549.2
12-31-2048	725.2	81.9	65.9	-	147.8	2.3	-	83.5	491.5
12-31-2049	648.9	73.3	59.0	-	132.3	2.4	-	84.2	430.1
12-31-2050	580.7	65.6	52.8	-	118.4	2.4	-	84.9	375.0
12-31-2051	519.7	58.7	47.2	-	106.0	2.5	-	85.8	325.5
12-31-2052	499.1	56.4	45.4	-	101.8	2.5	-	87.2	307.7
12-31-2053	475.8	53.8	43.2	-	97.0	2.6	-	88.6	287.7
12-31-2054	428.8	48.5	39.0	-	87.4	2.6	-	89.7	249.1
12-31-2055	379.7	42.9	34.5	-	77.4	2.7	-	90.8	208.8
12-31-2056	335.6	37.9	30.5	-	68.4	2.7	25.8	92.1	146.6
12-31-2057	301.6	34.1	27.4	-	61.5	2.7	25.8	93.4	118.1
12-31-2058	270.6	30.6	24.6	-	55.2	2.7	25.8	94.9	92.0
Total	21,723.2	2,454.7	1,974.1	-	4,428.9	487.2	77.4	2,693.0	14,036.8

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Fututre Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	30.2	89.5	207.1	23.0	41.2	165.9	161.9	158.2	154.7	151.5
12-31-2023	35.3	91.6	168.0	23.0	41.5	126.4	117.5	109.6	102.5	96.2
12-31-2024	40.1	124.4	185.9	23.0	35.3	150.6	133.3	118.7	106.2	95.5
12-31-2025	44.2	112.7	142.0	23.0	41.6	100.5	84.7	72.0	61.6	53.1
12-31-2026	46.7	125.2	142.9	23.0	42.8	100.2	80.4	65.2	53.4	44.1
12-31-2027	46.8	173.7	197.5	23.0	37.3	160.1	122.4	94.8	74.2	58.7
12-31-2028	46.8	181.7	206.5	23.0	39.9	166.6	121.3	89.6	67.1	50.9
12-31-2029	46.8	185.4	210.7	23.0	41.3	169.4	117.5	82.9	59.4	43.2
12-31-2030	46.8	186.5	212.0	23.0	41.9	170.1	112.4	75.7	51.9	36.1
12-31-2031	46.8	199.9	227.2	23.0	46.0	181.3	114.0	73.3	48.1	32.1
12-31-2032	46.8	204.3	232.2	23.0	47.1	185.1	110.9	68.1	42.7	27.3
12-31-2033	46.8	207.1	235.4	23.0	48.4	187.0	106.7	62.5	37.5	23.0
12-31-2034	46.8	209.5	238.2	23.0	51.4	186.7	101.5	56.7	32.5	19.1
12-31-2035	46.8	212.1	241.1	23.0	52.1	188.9	97.8	52.2	28.6	16.1
12-31-2036	46.8	215.3	244.7	23.0	53.0	191.7	94.5	48.1	25.3	13.6
12-31-2037	46.8	218.5	248.3	23.0	57.2	191.2	89.7	43.6	21.9	11.3
12-31-2038	46.8	221.7	252.0	23.0	58.0	194.0	86.7	40.3	19.3	9.6
12-31-2039	46.8	225.0	255.8	23.0	58.9	196.9	83.8	37.1	17.1	8.1
12-31-2040	46.8	201.9	229.5	23.0	65.9	163.7	66.4	28.1	12.3	5.6
12-31-2041	46.8	232.9	264.7	23.0	59.6	205.1	79.2	32.0	13.4	5.9
12-31-2042	46.8	196.6	223.5	23.0	70.2	153.3	56.4	21.7	8.7	3.7
12-31-2043	46.8	228.9	260.2	23.0	63.1	197.1	69.0	25.4	9.8	3.9
12-31-2044	46.8	233.7	265.6	23.0	63.7	201.9	67.4	23.7	8.7	3.3
12-31-2045	46.8	251.8	286.2	23.0	61.3	224.9	71.5	23.9	8.4	3.1
12-31-2046	46.8	256.7	291.8	23.0	62.6	229.3	69.4	22.2	7.5	2.6
12-31-2047	46.8	257.0	292.2	23.0	62.7	229.5	66.2	20.2	6.5	2.2
12-31-2048	46.8	230.0	261.5	23.0	55.6	205.9	56.5	16.5	5.1	1.6
12-31-2049	46.8	201.3	228.8	23.0	48.1	180.7	47.2	13.1	3.9	1.2
12-31-2050	46.8	175.5	199.5	23.0	41.3	158.2	39.4	10.5	2.9	0.9
12-31-2051	46.8	152.3	173.1	23.0	36.6	136.6	32.4	8.2	2.2	0.6
12-31-2052	46.8	144.0	163.7	23.0	34.4	129.3	29.2	7.1	1.8	0.5
12-31-2053	46.8	134.6	153.0	23.0	33.9	119.2	25.6	5.9	1.5	0.4
12-31-2054	46.8	116.6	132.5	23.0	29.7	102.8	21.0	4.6	1.1	0.3
12-31-2055	46.8	97.7	111.1	23.0	25.4	85.7	16.7	3.5	0.8	0.2
12-31-2056	46.8	68.6	78.0	23.0	18.6	59.4	11.0	2.2	0.5	0.1
12-31-2057	46.8	55.3	62.8	23.0	14.8	48.0	8.5	1.6	0.3	0.1
12-31-2058	46.8	43.1	48.9	23.0	11.0	37.9	6.4	1.2	0.2	0.0
Total		6,462.4	7,574.3		1,693.2	5,881.1	2,776.6	1,620.2	1,099.7	825.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Isramco's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

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

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

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
ISRAMCO NEGEV-2 LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Year	Isramco Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)			Net Revenue	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs		
2021 ⁽²⁾	88.6	4.63	0.92	0.44	3.27	2.9
2020	84.4	5.15	1.05	0.33	3.77	2.7
2019	106.8	5.57	1.17	0.40	4.00	3.3

Note: Values in this table have been provided by Isramco; these values are based on historical data since January 2019 and include condensate production, revenue, and costs.

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

⁽²⁾ The 2021 data is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (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	2,485,750	2,594,825	2,845,871	21,711	21,711	22,935	114	120	124	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,610,760	1,693,767	1,782,698	15,027	15,027	15,158	107	113	118	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,901,019	1,964,971	2,063,220	9,095	9,095	9,095	209	216	227	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity ⁽²⁾ (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	0.26	0.26	0.25	0.75	0.78	0.83	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.25	0.24	0.24	0.76	0.79	0.82	372	372	372	0.62	0.67	0.72
C Sand	0.25	0.24	0.24	0.78	0.81	0.83	372	372	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 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.

⁽³⁾ 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, 2021

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (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	300,301	318,108	318,108	2,517	2,517	2,517	119	126	126	0.99	1.00	1.00
B Sand	128,228	137,183	137,183	1,065	1,065	1,065	120	129	129	0.82	0.87	0.88

Reservoir	Porosity (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽²⁾			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	372	372	372	0.62	0.67	0.72
B Sand	0.22	0.22	0.22	0.78	0.81	0.85	372	372	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 abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.