

ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת

(“השותפות”)

30 ביולי, 2020

לכבוד :	לכבוד :
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ	רשות ניירות ערך
<u>באמצעות מגנ"א</u>	<u>באמצעות מגנ"א</u>
	א.ג.נ.,

הנדון : דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

בהמשך לאמור בדוח המידי בקשר עם הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2019 כפי שפורסם ביום 26.2.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-019695) (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), ובהמשך לאמור בסעיף 1.1 לדוח הדירקטוריון של השותפות לרבעון הראשון של שנת 2020 כפי שפורסם ביום 23.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-056842) (להלן: "דוח הרבעון הראשון") בנוגע להשפעת המשבר הכלכלי שיצרה מגפת הקורונה על עסקי השותפות ותחזיותיה, מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 30.6.2020 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 30.6.2020 (להלן: "דוח העתודות"), עתודות הגז הטבעי והקונדנסט שבפרויקט תמר (הכולל כאמור את מאגרי תמר ותמר SW), המסווגות על-ידי NSAI כעתודות בהפקה (on production) הינן כמפורט להלן²:

¹ למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-143 לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2019, כפי שפורסם ביום 24.3.2020 (מס' אסמכתא 2020-01-029286) (להלן: "הדוח התקופתי").

² הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ³		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW ⁴		מאגר תמר		
בקונדנסט Milion Barrels	בגז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Milion Barrels	גז טבעי BCF	
2.3	1,770.5	10.3	7,897.0	1.0	796.4	9.2	7,100.6	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.8	617.7	3.6	2,755.0	0.2	159.1	3.4	2,595.9	עתודות צפויות (Probable Reserves)
3.1	2,388.2	13.8	10,652.0	1.2	955.6	12.6	9,696.5	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.7	553.4	3.2	2,468.3	0.1	102.2	3.1	2,366.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
3.8	2,941.6	17.1	13,120.3	1.4	1,057.8	15.7	12,062.5	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

³ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות (Net) אלא חלק השותפות (Gross). חלק השותפות בטבלה לעיל הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים. בין השותפות לבין ישראל מקו אינק. מתנהל הליך בוררות בשאלת מועד החזר ההשקעה. במסגרת הנתונים דלעיל נכללו תמלוגים לישראל מקו אינק. בשיעור של כ- 9.16% (לאחר מועד החזר ההשקעה בהנחה של שיעור תמלוג אפקטיבי למדינה של 11.5%). לפרטים ראה באור ח.5 לדוחות הכספיים לרבעון הראשון.

⁴ העתודות המצויינות בטבלה המיוחסות למאגר תמר SW אינן כוללות משאבים המצויים בשטח רישיון 353/ע"ר". לפרטים ראו סעיף 7.2.1(ז) לדוח התקופתי.

ב. בדוח העתודות ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלויות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים מפותחים בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל. **אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגרי תמר ותמר SW הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח – 1968 (להלן: "חוק ניירות ערך").** ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מ- Noble Energy Mediterranean Ltd., המפעילה בפרויקט תמר (להלן: "המפעילה"), והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI אשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מפרויקט תמר בפועל.

ג. נתוני תזרים מהוון

נתוני התזרים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסיפקה השותפות ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות מפרויקט תמר מבוססות על: (i) כושר ההפקה של פרויקט תמר⁵. יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות העתודות בתזרים עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים. כמו כן, NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות גז טבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים בהם התקשרה השותפות, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים שנחתם עם חברת Dolphinus Holdings Limited (ראו סעיף 7.4.6(ב) לדוח התקופתי) (להלן: "הסכם הייצוא למצרים" ו- "דולפינוס", בהתאמה)⁶, בהתחשב, בין היתר, במחיר הברנט והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, וההסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל לישראל בע"מ⁷ (להלן ביחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי

5 יכולת אספקת הגז המקסימאלית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נתג'ז, עומדת על כ- 1.1 BCF ליום.
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 לפרטים בדבר הסכם זה, ראו סעיף 7.4.4(ג) לדוח התקופתי, באור 11.4.4 ב. לדוחות הכספיים לשנת 2019 וסעיף 1.2 לדוח הדירקטוריון לרבעון הראשון. התזרים המהוון מבוסס, בין היתר, על הנחת השותפות בנוגע להסתברות התממשות ההבנות העקרוניות בין שותפי תמר שאינם שותפי לווייתן, לבין שותפי לווייתן, כאמור לעיל. כן ראו דוח מידי של השותפות מיום 31.5.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-054672) אודות עדכון בקשר עם הסדר לשיווק משותף ממאגר תמר אשר הוגש למאסדרים.

בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "BDO")⁸ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים, מפרויקט לוויטן ומהמאגרים כריש ותניף⁹; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים. הונחו מכירות למצרים ולירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- BCM 42 עד לשנת 2040¹⁰, בין היתר, בהתבסס על תחזיות השותפות לייצוא למצרים ולירדן, כמפורט בסעיף 7.5.2 (4) לדוח התקופתי.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי 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 החשמל¹¹, לשער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי¹², 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 מחברת ייעוץ כמפורט להלן:

(1) מדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) – הנחת גידול שנתי בהיקף ממוצע של כ-2% לשנה;

(2) מחיר חבית ברנט (Brent) – התבסס על ממוצע תחזיות ארוכות טווח של ארבעת הגופים הבאים¹³: 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- 37 דולר לחבית ברנט בשנת 2020, כ- 47 דולר לחבית בשנת 2021, העולה לכ- 71 דולר לחבית בשנת 2025, ולמחיר חבית קבוע של כ- 88 דולר לחבית החל משנת 2029 ועד לתום תקופת התזרים¹⁴.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת, בין היתר, על שער חליפין של ש"ח לדולר ועל תחזית עלות הדלקים המבוססת על מחירי הגז לחברת חשמל.

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

8 תחזית הביקושים לשנים הקרובות הינה כדלקמן (BCM): 2020 – 12; 2021 – 13.5; 2022 – 15; 2023 – 15.7; 2024 – 16.6; 2025 – 17.9. בתזרים המהווה הונח כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל והפקה מסחרית מפרויקט כריש ותנין תחל בתחילת רבעון רביעי של שנת 2021.

10 הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמות החוזית בהסכמי הייצוא הקיימים, יימכרו כמויות גז נוספות ללקוחות במצרים ובירדן. תעריף ייצור החשמל הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

12 שער הדולר בו נעשה שימוש הינו 3.55 ש"ח לדולר בשנת 2020 העולה באופן הדרגתי ל- 3.90 ש"ח לדולר החל משנת 2024 ואילך והוא מבוסס על שערי החליפין הנקובים בתחזית BDO כאמור.

13 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.

14 יצוין כי בהתאם לתנאי הסכם הייצוא למצרים, ולנוכח הנחת מחיר ברנט נמוך מ- 50 דולר בשנים 2020 ו-2021, הונחה הקטנת הכמויות החוזיות שתימכרנה לפי הסכם הייצוא למצרים לכמות המינימאלית בהתאם להסכם, בשנה בה המחיר היומי הממוצע של ה- Brent (כהגדרתו בהסכם) ירד אל מתחת ל-50 דולר לחבית, כך שתעמוד על 50% מהכמות החוזית השנתית. עם זאת, ייתכן שהכמויות שתימכרנה לדולפינוס בפועל תהיינה גדולות יותר.

התאמת מחירים כפי שנקבעו בהסכם עם חברת החשמל¹⁵, ובהסכם הייצוא למצרים¹⁶. במסגרת התזרים הונח כי תבוצע הפחתת מחיר מקסימלית בהתאם להסכם עם חברת החשמל בשיעור של 25% במועד ההתאמה הראשון (קרי ביום 1.7.2021), ובשיעור של 10% במועד ההתאמה השני (קרי ביום 1.7.2024). הפחתת מחיר כאמור הוטמעה בתחזית תעריף ייצור החשמל. עוד יצוין, כי לא נלקח בחשבון שינוי במחיר כתוצאה מהבקשה לאישור תובענה ייצוגית שהוגשה על-ידי צרכן של חברת החשמל נגד השותפים בפרויקט תמר, כמפורט בסעיף 7.19.1 לדוח התקופתי. להערכת היועצים המשפטיים של השותפות, סיכוייה של בקשת האישור להתקבל נמוכים מ-50%. כאמור, בשלב זה מצויים הצדדים בשלב הבקשה לאישור תובענה ייצוגית. ככל שתתקבל החלטה סופית וחלוטה במסגרת קבלת התובענה הייצוגית האמורה (קרי, לאחר שתתקבל הבקשה לאישור תובענה ייצוגית (ככל שתתקבל) ותתקבל החלטה חלוטה בתובענה הייצוגית גופה (ככל שתתקבל)) 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 התובענה.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססים 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 וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות ההפעלה של הפרויקט. עלויות התפעול בתזרים מתואמות לשינויי אינפלציה לפי שיעורים שסופקו על-ידי השותפות. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר על ידע שברשות NSAI מפרויקטים דומים;

(ד) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים הינן הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על ידי השותפות, שיוצאו במהלך ההפקה למטרת שימור והרחבת יכולת ההפקה, ובכלל זאת, בין היתר, קדיחת פיתוח וחיבור בארות חדשות, הנחת תשתית נוספת וציוד הפקה נוסף, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתית הולכת גז טבעי¹⁷ ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תכניות הפיתוח בפרויקט תמר על ידע שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים;

(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

15 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.

16 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 הונחה הפחתת מחיר מקסימלית בשיעור של 10% במועד התאמת המחיר הראשון כאמור וכי לא תבוצע התאמת מחיר במועד השני. המחיר תחת הסכם הייצוא למצרים הותאם לנקודת המסירה, כפי שנקבעה בהסכם הייצוא למצרים.

17 על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים, לפרטים ראו סעיף 7.5.2(4) (ב) לדוח התקופתי.

- ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה ;
- (ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין. תשלומי המס ושיעורם הנכללים במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט. יצוין, כי תשלומי המס אשר ישולמו בפועל בעתיד על-ידי השותפות על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי. הוצאות הפחת לצורכי מס חושבו בהתאם לשיעורי הפחת הקבועים בחוק ;
- (ז) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצד קשור הוא 9.16% (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 (ז) ו- 7.16.4 לדוח התקופתי ובאור 8.ד.11 לדוחות הכספיים השנתיים, וכן סעיף 1.2 לדוח הדירקטוריון לדוח הרבעון הראשון ;
- (ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, 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 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 בישראל¹⁸. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו מיום תחילת החוק ועד ליום 1.1.2014. כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת המיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: תשלומי המיזם (עלויות ההפקה, ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל ; לצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי ;
- (ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל, ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.7.2020 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו ואשר צפויים להיות מופקים החל מיום 1.7.2020.
- (י) הכנסות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה, ללא תלות במועד התשלום בפועל.

העדכונים העיקריים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון ליום 31.12.2019 הינם כדלקמן :

1. עודכנו עלויות התפעול וההשקעות שבוצעו עד ליום 30.6.2020, בהתאם להשקעות שבוצעו בפועל. כן עודכנו תחזיות עלויות התפעול וההשקעות העתידיות בהתאם להערכת השותפות, בין היתר, בהתבסס על פרופיל ההפקה לאור תחזית הביקושים בשוק המקומי, ועל אומדנים שהתקבלו

מהמפעילה ואשר עודכנו, בין היתר, לאור צפי להתייעלות ולקיטון בתקציבי התפעול וכן דחיית חלק מתקציבי ההשקעות המתוכננות לשנים מאוחרות יותר.

2. עודכנה תחזית שיעור הפחתת המחיר במועד ההתאמה השני בהסכם עם חברת החשמל.
3. עודכנו ההנחות בדבר תעריף ייצור החשמל, מחיר הברנט, מדד המחירים לצרכן האמריקאי, ותחזיות נוספות, אשר הושפעו, בין היתר, ממשבר הקורונה, לרבות קיבוע מחיר הברנט החל מהשנה העשירית לתקופת התזרים, ובהתאם לכך עודכנו תחזיות מחירי המכירה הרלוונטיים הצמודים להם. כן עודכנו הנחות השותפות בדבר מחירי המכירה בהסכמים עתידיים.
4. הוקטנו הכמויות החוזיות שתימכרנה בשנים 2020 ו-2021 לפי הסכם הייצוא למצרים למינימום המחייב בהתאם להסכם (ראו ה"ש 13 לעיל).
5. עודכנו תחזיות כמויות המכירה של גז טבעי מפרויקט תמר, בין היתר, בשל עדכון הערכות השותפות ו-BDO בנוגע להשפעות משבר הקורונה והגידול הצפוי באנרגיות מתחדשות על הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי, שינוי בעיתוי ההשקעה בצינור ההולכה השלישי לצד עדכון הכמויות הנמכרות לאור פרופיל הביקושים בשוק המקומי בהנתן הקיבולת הנוספת מהפעלת הצינור השלישי, עדכון הנחות השותפות בדבר מועד תחילת ההפקה המסחרית מפרויקט כריש ותנן וכמויות המכירה מפרויקט זה ועדכון הנחות השותפות בדבר כמויות המכירה החוזיות ממאגר לוותן לשוק המקומי. זאת, בשילוב עם התפתחויות בשווקים המקומיים והאזוריים, הובילו לעדכון כמויות המכירה השנתיות החוזיות מפרויקט תמר.
6. עודכנו כמויות הגז והקונדנסט שהופקו ונמכרו במהלך החציון הראשון לשנת 2020, בהתאם לנתונים בפועל.
7. עודכנה השפעת פסק הבורר בערעור בקשר לדור גז (לפרטים ראה באור 5.ג לדוחות הכספיים לרבעון הראשון).

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 30.6.2020 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבפרויקט תמר, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% הנפט	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
116,791	118,040	119,359	120,756	122,238	34,268	-	156,505	-	14,228	17,021	-	48,891	236,645	4.56	209	1.7.2020 - 31.12.2020
131,241	136,947	143,172	149,990	157,489	40,120	61,981	259,591	-	21,633	41,504	-	84,038	406,764	8.51	391	31.12.2021
92,577	100,802	110,174	120,917	133,311	35,388	71,526	240,225	-	30,501	42,368	-	81,529	394,624	8.38	385	31.12.2022
55,119	62,626	71,560	82,277	95,246	45,556	72,963	213,765	-	89,575	43,621	-	90,348	437,310	9.19	422	31.12.2023
70,456	83,532	99,786	120,195	146,097	40,337	120,138	306,572	-	27,365	44,311	-	98,495	476,744	9.97	458	31.12.2024
63,168	78,147	97,598	123,156	157,182	35,466	157,154	349,801	-	-	45,461	-	102,926	498,188	10.40	477	31.12.2025
50,598	65,318	85,283	112,742	151,085	34,587	163,335	349,007	-	-	46,416	-	102,968	498,391	10.40	477	31.12.2026
40,462	54,505	74,399	103,037	144,983	42,959	165,333	353,276	-	28,008	47,344	-	111,614	540,242	11.03	506	31.12.2027
36,046	50,668	72,306	104,906	154,993	45,920	176,743	377,657	-	28,008	48,291	-	118,209	572,165	11.65	535	31.12.2028
33,711	49,445	73,768	112,124	173,942	42,789	190,658	407,388	-	-	49,257	-	118,910	575,555	11.65	535	31.12.2029
28,315	43,336	67,593	107,631	175,319	43,717	192,686	411,723	-	-	50,242	-	120,295	582,260	11.65	535	31.12.2030
23,831	38,059	62,061	103,528	177,067	44,626	195,024	416,717	-	-	51,247	-	121,857	589,821	11.65	535	31.12.2031
19,016	31,691	54,025	94,413	169,552	47,346	190,805	407,702	-	14,621	52,272	-	123,584	598,180	11.65	535	31.12.2032
12,704	22,091	39,372	72,083	135,922	54,460	167,479	357,862	-	70,638	53,317	-	125,464	607,281	11.65	535	31.12.2033
14,185	25,740	47,959	91,986	182,126	49,211	203,507	434,843	-	-	54,384	-	127,394	616,621	11.65	535	31.12.2034
11,933	22,595	44,013	88,437	183,855	50,698	206,335	440,888	-	-	55,471	-	129,251	625,610	11.64	534	31.12.2035
8,728	17,245	35,118	73,924	161,368	43,981	180,645	385,994	-	-	56,581	-	115,246	557,820	10.22	469	31.12.2036
6,024	12,419	26,441	58,309	133,646	35,700	148,974	318,321	-	-	57,712	-	97,918	473,951	8.55	393	31.12.2037
2,765	5,949	13,242	30,593	73,625	18,608	81,137	173,370	-	-	58,867	-	60,474	292,711	5.20	239	31.12.2038
2,061	4,626	10,764	26,053	65,834	17,118	72,973	155,925	-	-	60,044	-	56,238	272,207	4.76	219	31.12.2039
1,711	4,009	9,752	24,726	65,606	17,050	72,713	155,369	-	-	61,245	-	56,406	273,019	4.70	216	31.12.2040
1,466	3,583	9,114	24,209	67,446	14,371	71,975	153,793	-	-	62,470	-	56,314	272,577	4.62	212	31.12.2041

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Proved Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,216	3,103	8,250	22,958	67,157	14,285	71,644	153,086	-	-	63,719	-	56,456	273,260	4.56	209	31.12.2042
1,001	2,664	7,405	21,589	66,310	14,469	71,061	151,839	-	-	64,993	-	56,463	273,295	4.49	206	31.12.2043
617	1,713	4,978	15,204	49,035	18,288	59,224	126,547	22,997	-	66,293	-	56,204	272,041	4.40	202	31.12.2044
339	982	2,984	9,547	32,331	13,298	40,140	85,768	22,997	-	67,619	-	45,930	222,315	3.54	163	31.12.2045
157	475	1,509	5,059	17,988	12,242	26,594	56,825	22,997	-	68,972	-	38,746	187,539	2.94	135	31.12.2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
826,240	1,040,309	1,391,988	2,020,347	3,260,754	906,858	3,232,748	7,400,360	68,991	324,579	1,431,042	-	2,402,167	11,627,138	223.61	10,266	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח¹⁹	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירת כונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירת (BCM) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7.2020 - 31.12.2020
5,785	6,037	6,311	6,611	6,942	(554)	2,411	8,798	-	(8,798)	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
13,747	14,968	16,360	17,955	19,795	(2,005)	9,575	27,365	-	(27,365)	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
35,663	40,520	46,301	53,235	61,626	(8,113)	36,062	89,575	-	(89,575)	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
(2,846)	(3,374)	(4,031)	(4,855)	(5,901)	1,437	8,600	4,135	-	(4,135)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(14,652)	(18,127)	(22,639)	(28,567)	(36,460)	7,129	(18,448)	(47,779)	-	47,779	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(12,531)	(16,177)	(21,122)	(27,922)	(37,418)	8,302	(25,614)	(54,730)	-	54,730	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
141	190	259	359	506	(164)	301	643	-	(643)	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
4,040	5,679	8,104	11,758	17,372	(2,471)	13,108	28,008	-	(28,008)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(230)	(338)	(504)	(766)	(1,188)	1,188	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(192)	(294)	(458)	(729)	(1,188)	1,188	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(160)	(255)	(416)	(694)	(1,188)	1,188	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
937	1,561	2,661	4,650	8,352	(573)	6,843	14,621	-	(14,621)	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
4,154	7,223	12,873	23,569	44,443	(6,863)	33,058	70,638	-	(70,638)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(28)	(51)	(94)	(180)	(357)	357	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(6)	(11)	(21)	(42)	(88)	314	200	426	-	-	-	-	111	537	0.01	-	31.12.2035
(640)	(1,264)	(2,574)	(5,418)	(11,826)	14,967	2,763	5,904	-	56,016	-	-	16,124	78,045	1.43	66	31.12.2036
1,614	3,328	7,084	15,623	35,808	21,160	50,115	107,083	-	29,243	-	-	35,499	171,825	3.10	142	31.12.2037
4,408	9,483	21,107	48,762	117,351	35,889	134,805	288,045	-	-	-	-	75,006	363,052	6.45	296	31.12.2038
2,326	5,221	12,149	29,405	74,305	47,293	106,970	228,568	-	84,024	-	-	81,399	393,991	6.89	316	31.12.2039

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 צפויות (Probable Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח¹⁹	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
3,005	7,040	17,127	43,426	115,223	40,273	136,790	292,285	-	28,008	-	-	83,404	403,698	6.95	319	31.12.2040
2,974	7,268	18,485	49,102	136,796	37,515	153,342	327,653	-	-	-	-	85,320	412,973	7.00	321	31.12.2041
2,421	6,175	16,418	45,687	133,646	36,574	149,742	319,961	-	-	-	-	83,317	403,278	6.73	309	31.12.2042
1,723	4,587	12,751	37,171	114,172	33,548	129,949	277,670	-	-	-	-	72,305	349,974	5.75	264	31.12.2043
1,176	3,267	9,495	28,998	93,522	18,401	98,458	210,381	(22,997)	-	-	-	48,795	236,179	3.82	175	31.12.2044
1,119	3,244	9,855	31,530	106,773	22,359	113,598	242,730	(22,997)	-	-	-	57,218	276,951	4.41	202	31.12.2045
1,041	3,148	9,999	33,517	119,175	22,835	124,927	266,938	(22,997)	-	-	-	63,522	307,462	4.82	221	31.12.2046
916	2,891	9,599	33,706	125,840	33,369	140,056	299,265	-	-	70,351	-	96,247	465,863	7.19	330	31.12.2047
513	1,688	5,859	21,552	84,487	29,246	100,050	213,783	24,627	-	71,758	-	80,767	390,936	5.94	273	31.12.2048
249	854	3,100	11,949	49,182	18,701	59,716	127,599	24,627	-	73,193	-	58,699	284,119	4.25	195	31.12.2049
112	403	1,530	6,177	26,698	14,494	36,236	77,428	24,627	-	74,657	-	46,016	222,728	3.28	151	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
56,779	94,883	195,570	485,569	1,396,399	426,984	1,603,614	3,426,996	4,891	56,016	289,959	-	983,749	4,761,612	78.02	3,582	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
116,791	118,040	119,359	120,756	122,238	34,268	-	156,505	-	14,228	17,021	-	48,891	236,645	4.56	209	1.7.2020-31.12.2020
137,026	142,984	149,483	156,601	164,431	39,566	64,392	268,389	-	12,835	41,504	-	84,038	406,764	8.51	391	31.12.2021
106,324	115,770	126,534	138,872	153,106	33,383	81,102	267,590	-	3,136	42,368	-	81,529	394,624	8.38	385	31.12.2022
90,783	103,146	117,861	135,512	156,872	37,443	109,025	303,340	-	-	43,621	-	90,348	437,310	9.19	422	31.12.2023
67,610	80,158	95,756	115,340	140,196	41,773	128,738	310,707	-	23,230	44,311	-	98,495	476,744	9.97	458	31.12.2024
48,515	60,020	74,959	94,589	120,722	42,595	138,706	302,022	-	47,779	45,461	-	102,926	498,188	10.40	477	31.12.2025
38,067	49,141	64,162	84,819	113,666	42,889	137,722	294,277	-	54,730	46,416	-	102,968	498,391	10.40	477	31.12.2026
40,603	54,695	74,659	103,396	145,489	42,795	165,634	353,918	-	27,365	47,344	-	111,614	540,242	11.03	506	31.12.2027
40,087	56,346	80,410	116,663	172,365	43,449	189,851	405,665	-	-	48,291	-	118,209	572,165	11.65	535	31.12.2028
33,481	49,107	73,265	111,359	172,754	43,977	190,658	407,388	-	-	49,257	-	118,910	575,555	11.65	535	31.12.2029
28,123	43,043	67,135	106,902	174,131	44,905	192,686	411,723	-	-	50,242	-	120,295	582,260	11.65	535	31.12.2030
23,671	37,804	61,645	102,833	175,879	45,814	195,024	416,717	-	-	51,247	-	121,857	589,821	11.65	535	31.12.2031
19,953	33,251	56,686	99,063	177,904	46,773	197,648	422,324	-	-	52,272	-	123,584	598,180	11.65	535	31.12.2032
16,858	29,314	52,245	95,651	180,365	47,597	200,538	428,500	-	-	53,317	-	125,464	607,281	11.65	535	31.12.2033
14,157	25,689	47,865	91,806	181,769	49,568	203,507	434,843	-	-	54,384	-	127,394	616,621	11.65	535	31.12.2034
11,927	22,584	43,992	88,395	183,767	51,012	206,535	441,314	-	-	55,471	-	129,362	626,148	11.65	535	31.12.2035
8,088	15,981	32,545	68,507	149,542	58,948	183,408	391,898	-	56,016	56,581	-	131,370	635,865	11.65	535	31.12.2036
7,638	15,747	33,526	73,932	169,454	56,860	199,089	425,404	-	29,243	57,712	-	133,417	645,776	11.65	535	31.12.2037
7,173	15,432	34,349	79,354	190,975	54,498	215,942	461,416	-	-	58,867	-	135,481	655,763	11.65	535	31.12.2038
4,386	9,847	22,914	55,458	140,139	64,411	179,943	384,494	-	84,024	60,044	-	137,637	666,198	11.65	535	31.12.2039
4,717	11,049	26,879	68,152	180,829	57,323	209,502	447,654	-	28,008	61,245	-	139,810	676,717	11.65	535	31.12.2040
4,440	10,852	27,599	73,311	204,243	51,886	225,317	481,446	-	-	62,470	-	141,635	685,550	11.62	533	31.12.2041
3,637	9,277	24,668	68,644	200,802	50,859	221,386	473,047	-	-	63,719	-	139,773	676,539	11.29	518	31.12.2042

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved Reserve+Probable Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
					מס הכנסה	היטל										
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%												
2,724	7,251	20,156	58,760	180,482	48,017	201,010	429,509	-	-	64,993	-	128,768	623,270	10.24	470	31.12.2043
1,793	4,980	14,473	44,202	142,557	36,689	157,682	336,928	-	-	66,293	-	104,998	508,220	8.22	377	31.12.2044
1,458	4,226	12,839	41,078	139,104	35,657	153,737	328,498	-	-	67,619	-	103,148	499,266	7.95	365	31.12.2045
1,198	3,623	11,509	38,576	137,164	35,078	151,521	323,763	-	-	68,972	-	102,267	495,002	7.76	356	31.12.2046
916	2,891	9,599	33,706	125,840	33,369	140,056	299,265	-	-	70,351	-	96,247	465,863	7.19	330	31.12.2047
513	1,688	5,859	21,552	84,487	29,246	100,050	213,783	24,627	-	71,758	-	80,767	390,936	5.94	273	31.12.2048
249	854	3,100	11,949	49,182	18,701	59,716	127,599	24,627	-	73,193	-	58,699	284,119	4.25	195	31.12.2049
112	403	1,530	6,177	26,698	14,494	36,236	77,428	24,627	-	74,657	-	46,016	222,728	3.28	151	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
883,019	1,135,192	1,587,558	2,505,916	4,657,152	1,333,842	4,836,361	10,827,356	73,882	380,595	1,721,002	-	3,385,916	16,388,750	301.63	13,848	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7.2020 - 31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
7,272	8,622	10,300	12,406	15,080	(2,435)	10,585	23,230	-	(23,230)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(1,942)	(2,402)	(3,000)	(3,786)	(4,832)	985	(1,961)	(5,808)	-	5,807	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(3,866)	(4,991)	(6,517)	(8,615)	(11,545)	2,276	(8,154)	(17,423)	-	17,423	-	-	-	-	-	-	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
35	66	128	257	534	(534)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
991	1,957	3,986	8,391	18,316	(3,416)	13,108	28,008	-	(28,008)	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
(415)	(856)	(1,822)	(4,017)	(9,207)	2,085	(6,265)	(13,387)	-	13,387	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
(364)	(783)	(1,743)	(4,026)	(9,689)	1,910	(6,843)	(14,621)	-	14,621	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
1,122	2,518	5,859	14,179	35,830	(6,030)	26,216	56,016	-	(56,016)	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
(501)	(1,173)	(2,854)	(7,238)	(19,203)	4,303	(13,108)	(28,008)	-	28,008	-	-	-	-	-	-	31.12.2040
(391)	(956)	(2,430)	(6,455)	(17,984)	3,831	(12,451)	(26,604)	-	28,008	-	-	366	1,770	0.03	1	31.12.2041

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
127	324	861	2,397	7,011	2,094	8,010	17,114	-	-	-	-	4,457	21,571	0.36	17	31.12.2042
421	1,120	3,115	9,080	27,891	8,331	31,864	68,086	-	-	-	-	17,729	85,815	1.41	65	31.12.2043
867	2,408	6,997	21,369	68,917	20,586	78,736	168,239	-	-	-	-	43,809	212,048	3.43	157	31.12.2044
792	2,294	6,970	22,299	75,513	22,556	86,271	184,339	-	-	-	-	48,002	232,341	3.70	170	31.12.2045
704	2,130	6,766	22,679	80,640	24,087	92,128	196,855	-	-	-	-	51,261	248,116	3.89	179	31.12.2046
661	2,085	6,923	24,312	90,767	26,276	102,962	220,005	-	-	-	-	57,289	277,294	4.28	196	31.12.2047
788	2,594	9,006	33,131	129,878	31,002	141,526	302,405	(24,627)	-	-	-	72,333	350,111	5.32	244	31.12.2048
764	2,625	9,526	36,711	151,108	37,780	166,165	355,054	(24,627)	-	-	-	86,042	416,469	6.23	286	31.12.2049
688	2,467	9,362	37,798	163,359	39,766	178,689	381,814	(24,627)	-	-	-	93,011	450,198	6.63	304	31.12.2050
617	2,307	9,153	38,715	175,689	51,642	199,983	427,314	-	-	76,150	-	131,101	634,565	9.20	422	31.12.2051
426	1,662	6,894	30,550	145,569	43,482	166,307	355,357	-	-	77,673	-	112,760	545,791	7.79	358	31.12.2052
280	1,141	4,947	22,962	114,885	34,316	131,253	280,454	-	-	79,227	-	93,660	453,341	6.37	292	31.12.2053
137	584	2,649	12,883	67,680	27,572	83,793	179,046	24,627	-	80,811	-	74,079	358,563	4.96	228	31.12.2054
57	252	1,193	6,080	33,535	17,373	44,784	95,693	24,627	-	82,427	-	52,795	255,542	3.48	160	31.12.2055
25	117	580	3,095	17,928	12,711	26,954	57,593	24,627	-	84,076	-	43,303	209,600	2.81	129	31.12.2056
9,294	26,112	86,849	325,158	1,347,670	402,551	1,540,552	3,290,773	-	-	480,365	-	981,998	4,753,135	69.89	3,209	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
116,791	118,040	119,359	120,756	122,238	34,268	-	156,505	-	14,228	17,021	-	48,891	236,645	4.56	209	1.7.2020-31.12.2020
137,026	142,984	149,483	156,601	164,431	39,566	64,392	268,389	-	12,835	41,504	-	84,038	406,764	8.51	391	31.12.2021
106,324	115,770	126,534	138,872	153,106	33,383	81,102	267,590	-	3,136	42,368	-	81,529	394,624	8.38	385	31.12.2022
90,783	103,146	117,861	135,512	156,872	37,443	109,025	303,340	-	-	43,621	-	90,348	437,310	9.19	422	31.12.2023
74,882	88,779	106,055	127,746	155,276	39,339	139,323	333,937	-	-	44,311	-	98,495	476,744	9.97	458	31.12.2024
46,574	57,618	71,959	90,803	115,890	43,580	136,744	296,215	-	53,586	45,461	-	102,926	498,188	10.40	477	31.12.2025
34,200	44,150	57,645	76,205	102,121	45,165	129,568	276,854	-	72,153	46,416	-	102,968	498,391	10.40	477	31.12.2026
40,603	54,695	74,659	103,396	145,489	42,795	165,634	353,918	-	27,365	47,344	-	111,614	540,242	11.03	506	31.12.2027
40,087	56,346	80,410	116,663	172,365	43,449	189,851	405,665	-	-	48,291	-	118,209	572,165	11.65	535	31.12.2028
33,481	49,107	73,265	111,359	172,754	43,977	190,658	407,388	-	-	49,257	-	118,910	575,555	11.65	535	31.12.2029
28,123	43,043	67,135	106,902	174,131	44,905	192,686	411,723	-	-	50,242	-	120,295	582,260	11.65	535	31.12.2030
23,671	37,804	61,645	102,833	175,879	45,814	195,024	416,717	-	-	51,247	-	121,857	589,821	11.65	535	31.12.2031
19,953	33,251	56,686	99,063	177,904	46,773	197,648	422,324	-	-	52,272	-	123,584	598,180	11.65	535	31.12.2032
16,858	29,314	52,245	95,651	180,365	47,597	200,538	428,500	-	-	53,317	-	125,464	607,281	11.65	535	31.12.2033
14,157	25,689	47,865	91,806	181,769	49,568	203,507	434,843	-	-	54,384	-	127,394	616,621	11.65	535	31.12.2034
11,962	22,650	44,120	88,652	184,301	50,478	206,535	441,314	-	-	55,471	-	129,362	626,148	11.65	535	31.12.2035
9,079	17,938	36,531	76,897	167,857	55,533	196,516	419,906	-	28,008	56,581	-	131,370	635,865	11.65	535	31.12.2036
7,223	14,891	31,704	69,915	160,247	58,946	192,824	412,017	-	42,629	57,712	-	133,417	645,776	11.65	535	31.12.2037
6,809	14,649	32,606	75,328	181,286	56,408	209,100	446,794	-	14,621	58,867	-	135,481	655,763	11.65	535	31.12.2038
5,508	12,365	28,772	69,637	175,970	58,382	206,159	440,510	-	28,008	60,044	-	137,637	666,198	11.65	535	31.12.2039
4,216	9,875	24,025	60,915	161,625	61,626	196,394	419,646	-	56,016	61,245	-	139,810	676,717	11.65	535	31.12.2040
4,049	9,896	25,169	66,856	186,259	55,717	212,866	454,842	-	28,008	62,470	-	142,000	687,320	11.65	535	31.12.2041
3,764	9,601	25,529	71,041	207,813	52,953	229,396	490,161	-	-	63,719	-	144,230	698,110	11.65	535	31.12.2042

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירת קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
3,145	8,371	23,271	67,840	208,372	56,348	232,874	497,594	-	-	64,993	-	146,497	709,085	11.65	535	31.12.2043
2,660	7,388	21,470	65,571	211,474	57,275	236,418	505,167	-	-	66,293	-	148,807	720,268	11.65	535	31.12.2044
2,250	6,520	19,808	63,377	214,617	58,213	240,008	512,838	-	-	67,619	-	151,150	731,607	11.65	535	31.12.2045
1,903	5,753	18,275	61,255	217,804	59,165	243,649	520,618	-	-	68,972	-	153,528	743,118	11.65	535	31.12.2046
1,577	4,975	16,522	58,018	216,607	59,644	243,018	519,270	-	-	70,351	-	153,536	743,157	11.47	527	31.12.2047
1,300	4,282	14,865	54,683	214,364	60,248	241,576	516,188	-	-	71,758	-	153,100	741,046	11.26	517	31.12.2048
1,013	3,479	12,626	48,660	200,291	56,481	225,881	482,653	-	-	73,193	-	144,741	700,587	10.48	481	31.12.2049
801	2,870	10,892	43,975	190,057	54,260	214,925	459,242	-	-	74,657	-	139,027	672,926	9.91	455	31.12.2050
617	2,307	9,153	38,715	175,689	51,642	199,983	427,314	-	-	76,150	-	131,101	634,565	9.20	422	31.12.2051
426	1,662	6,894	30,550	145,569	43,482	166,307	355,357	-	-	77,673	-	112,760	545,791	7.79	358	31.12.2052
280	1,141	4,947	22,962	114,885	34,316	131,253	280,454	-	-	79,227	-	93,660	453,341	6.37	292	31.12.2053
137	584	2,649	12,883	67,680	27,572	83,793	179,046	24,627	-	80,811	-	74,079	358,563	4.96	228	31.12.2054
57	252	1,193	6,080	33,535	17,373	44,784	95,693	24,627	-	82,427	-	52,795	255,542	3.48	160	31.12.2055
25	117	580	3,095	17,928	12,711	26,954	57,593	24,627	-	84,076	-	43,303	209,600	2.81	129	31.12.2056
892,313	1,161,304	1,674,407	2,831,074	6,004,822	1,736,393	6,376,913	14,118,128	73,882	380,595	2,201,367	-	4,367,913	21,141,885	372	17,056	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 מכירת הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים, 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 בהסכם 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 המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז²⁰) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
736,865	927,245	1,239,019	2,882,648	עודדות מוכחות 1P (Proved Reserves)	913,072	1,150,973	1,542,780	3,637,540	עודדות מוכחות 1P (Reserves Proved)
55,013	89,075	178,677	1,242,673	עודדות צפויות (Probable Reserves)	58,714	100,877	212,667	1,550,359	עודדות צפויות (Reserves Probable)
791,878	1,016,319	1,417,696	4,125,321	סה"כ עודדות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	971,786	1,251,850	1,755,447	5,187,899	סה"כ עודדות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
8,665	23,715	77,848	1,193,390	עודדות אפשריות (Possible Reserves)	10,070	28,687	96,064	1,502,272	עודדות אפשריות (Possible Reserves)
800,543	1,040,034	1,495,544	5,318,712	סה"כ עודדות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	981,856	1,280,537	1,851,510	6,690,171	סה"כ עודדות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
693,726	872,354	1,164,302	2,695,796	עודדות מוכחות 1P (Proved Reserves)	955,176	1,205,043	1,616,990	3,825,026	עודדות מוכחות 1P (Proved Reserves)
54,190	86,228	170,281	1,165,830	עודדות צפויות (Probable Reserves)	59,776	103,976	221,322	1,627,447	עודדות צפויות (Probable Reserves)
747,916	958,581	1,334,583	3,861,626	סה"כ עודדות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,014,952	1,309,019	1,838,312	5,452,473	סה"כ עודדות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
8,374	22,545	73,384	1,116,306	עודדות אפשריות (Possible Reserves)	10,487	30,002	100,697	1,579,584	עודדות אפשריות (Possible Reserves)
756,290	981,126	1,407,966	4,977,932	סה"כ עודדות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,025,439	1,339,021	1,939,009	7,032,058	סה"כ עודדות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

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

קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
650,000	816,906	1,089,091	2,508,765	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	998,876	1,260,711	1,692,804	4,014,159	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
53,308	83,299	161,774	1,088,774	עתודות צפויות (Probable Reserves)	60,864	107,094	229,985	1,704,493	עתודות צפויות (Probable Reserves)
703,308	900,206	1,250,866	3,597,539	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,059,740	1,367,805	1,922,789	5,718,652	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
8,059	21,347	68,884	1,039,168	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	10,908	31,322	105,335	1,656,905	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
711,368	921,553	1,319,750	4,636,707	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,070,649	1,399,127	2,028,125	7,375,557	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
736,872	927,253	1,239,030	2,882,673	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	908,014	1,137,737	1,506,460	3,315,811	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
55,013	89,075	178,679	1,242,683	עתודות צפויות (Probable Reserves)	59,963	102,122	209,151	1,344,253	עתודות צפויות (Probable Reserves)
791,885	1,016,328	1,417,709	4,125,356	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	967,976	1,239,859	1,715,611	4,660,064	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
8,665	23,715	77,849	1,193,401	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	11,797	32,599	102,416	1,312,880	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
800,550	1,040,044	1,495,558	5,318,757	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	979,774	1,272,458	1,818,026	5,972,945	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
693,735	872,365	1,164,317	2,695,830	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	945,346	1,180,469	1,552,606	3,305,487	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
54,191	86,228	170,283	1,165,846	עתודות צפויות (Probable Reserves)	63,058	108,742	222,458	1,371,637	עתודות צפויות (Probable Reserves)
747,926	958,594	1,334,601	3,861,676	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,008,404	1,289,211	1,775,064	4,677,124	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
8,374	22,545	73,385	1,116,323	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	13,442	36,461	110,953	1,311,198	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
756,300	981,139	1,407,986	4,977,999	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,021,845	1,325,671	1,886,017	5,988,322	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
650,011	816,921	1,089,111	2,508,809	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	983,657	1,224,485	1,602,241	3,343,164	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
53,309	83,301	161,777	1,088,795	עתודות צפויות (Probable Reserves)	65,850	113,475	228,630	1,324,570	עתודות צפויות (Probable Reserves)
703,320	900,221	1,250,888	3,597,604	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,049,507	1,337,960	1,830,872	4,667,734	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
8,060	21,347	68,886	1,039,190	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	15,512	40,980	119,926	1,288,157	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
711,379	921,569	1,319,774	4,636,794	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,065,019	1,378,940	1,950,797	5,955,891	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

להלן ניתוח רגישות למרכיבי ההצמדה העיקריים של מחיר הגז על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרו שותפי תמר (מדד המחירים לצרכן האמריקאי (CPI) ותעריף ייצור החשמל) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר) אשר בוצע על-ידי השותפות²¹:

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%					גידול בתחזית ה-CPI בשיעור של 10%				
822,948	1,035,048	1,382,923	3,225,081	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	829,576	1,045,649	1,401,210	3,297,231	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
56,094	93,165	190,999	1,355,911	עתודות צפויות (Probable Reserves)	57,489	96,661	200,300	1,438,369	עתודות צפויות (Reserves Probable)
879,042	1,128,214	1,573,922	4,580,992	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	887,065	1,142,309	1,601,510	4,735,600	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
9,035	25,247	83,739	1,295,897	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	9,563	27,015	90,100	1,401,938	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
888,076	1,153,461	1,657,661	5,876,888	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	896,628	1,169,324	1,691,610	6,137,538	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
825,736	1,039,682	1,391,196	3,259,417	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	832,719	1,048,290	1,402,021	3,277,833	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
56,783	94,887	195,574	1,396,402	עתודות צפויות (Probable Reserves)	56,699	94,798	195,481	1,396,309	עתודות צפויות (Reserves Probable)
882,519	1,134,569	1,586,770	4,655,819	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	889,418	1,143,088	1,597,503	4,674,142	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
9,294	26,113	86,849	1,347,670	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	9,286	26,104	86,840	1,347,662	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
891,813	1,160,681	1,673,618	6,003,489	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible)	898,705	1,169,193	1,684,343	6,021,804	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible)

²¹ על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה-CPI, בניתוח הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

להלן ניתוח רגישות למכירת כמויות מעבר לכמויות המינימאליות (Take or Pay) על-פי ההסכמים למכירת גז בהם התקשרה השותפות ליום 30.6.2020 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות:

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
786,823	984,563	1,306,331	2,984,420	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	860,569	1,085,198	1,449,908	3,288,124	עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)
54,238	88,274	177,866	1,241,943	עתודות צפויות (Probable Reserves)	60,166	102,414	211,247	1,409,087	עתודות צפויות (Reserves Probable)
841,061	1,072,837	1,484,197	4,226,363	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	920,735	1,187,612	1,661,155	4,697,211	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)
8,553	23,589	77,708	1,193,226	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	11,157	31,125	99,558	1,343,555	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
849,614	1,096,426	1,561,905	5,419,589	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)	931,891	1,218,737	1,760,713	6,040,767	סה"כ עתודות מסוג 3P (Reserves Proved+Probable+Possible)

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 מהפקה של כ-119 BCF גז טבעי וכ-157.5 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך החציון הראשון של שנת 2020, וכן מעדכון מודל המאגר, בהתבסס על נתוני ההפקה, אשר הצביע על עלייה בכמות העתודות המוכחות (1P) בפרויקט, על אף ההפקה המצוינת לעיל, בכ-2% מכ-7.7 TCF וכ-10.1 מיליון חביות קונדנסט בדוח הקודם, לכ-7.9 TCF וכ-10.3 מיליון חביות קונדנסט בדוח הנוכחי.

ב. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים לשותפות בשנים 2017-2019 ובשני הרבעונים הראשונים של שנת 2020:

גז טבעי ²²					
רבעון שני 2020 ²³	רבעון ראשון 2020	שנת 2019	שנת 2018	שנת 2017	
48,577	71,140	368,713	363,951	343,043	סה"כ תפוקה (100% בתקופה (ב- MMCF))
13,966	20,453	106,005	104,636	98,625	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF)
5.05	5.35	5.53	5.49	5.41	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ²⁴
0.56	0.61	0.64	0.61	0.61	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)
-	-	-	0.04	-	המדינה צדדים שלישיים ²⁵
0.46	0.49	0.53	0.50	0.32	בעלי עניין
0.43	0.30	0.40	0.34	0.34	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
3.60	3.95	3.96	4.00	4.14	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
-	-	-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
3.60	3.95	3.96	4.00	4.14	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.45	0.66	3.3	3.3	3.4	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %) ²⁶

²² הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

²³ נתוני ההפקה לרבעון השני לשנת 2020 מבוססים על נתונים כספיים לא סקורים.

²⁴ המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של השותפות הכולל את מתווה מכירת גז טבעי בין פרויקט תמר ופרויקט ים תטיס, לענין זה ראו סעיף 7.2.1 (ח) לדוח התקופתי.

²⁵ לפרטים בדבר פסק בורר בערעור בקשר לדור גז ראו באור 5.ג לדוחות הכספיים לרבעון הראשון.

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

קונדנסט ²⁷					
רבעון שני 2020 ²⁸	רבעון ראשון 2020	שנת 2019	שנת 2018	שנת 2017	
64.75	92.69	482.29	477.09	454.6	סה"כ תפוקה (100% בתקופה (ב-MMCF)
18.62	26.65	138.66	137.16	130.7	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (באלפי חביות)
28.18	33.93	56.42	62.95	47.46	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
3.12	3.87	6.53	7.01	5.33	המדינה
-	-	-	0.40	-	צדדים שלישיים ²⁹
2.56	3.08	5.37	5.68	2.78	בעלי עניין
2.36	1.67	2.19	1.85	1.84	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
20.14	25.31	42.33	48.01	37.51	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
-	-	-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
20.14	25.31	42.33	48.01	37.51	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר לחבית)
0.45	0.66	3.3	3.3	3.5	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב-%) ³⁰

ג. 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 30.6.2020, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

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

²⁸ נתוני ההפקה לרבעון השני לשנת 2020 מבוססים על נתונים כספיים לא סקורים.

²⁹ לפרטים בדבר פסק בורר בערעור בקשר לדור גז ראו באור 5.ג לדוחות הכספיים לרבעון הראשון.

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

ד. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 30 ביולי 2020 ;
- (2) ציון שם התאגיד: ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: חיים צוף, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources (2018) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי 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%	Noble Energy Mediterranean Ltd.
28.75%	ישראלמקו נגב 2, שותפות מוגבלת
22.00%	דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
16.75%	תמר פטרוליום בע"מ
4.00%	דור חיפוש גז - שותפות מוגבלת
3.50%	אורסט תשתיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

ישראלמקו אויל אנד גז בע"מ, השותף הכללי

ע"י ערן לנדנר, מ"מ מנכ"ל השותף הכללי
ואיתן וולוך, סמנכ"ל כספים בשותף הכללי

נספח א'

דוח עתודות של פרויקט תמר

(הכולל את מאגרי תמר ותמר SW)

נכון ליום 30.6.2020

July 29, 2020

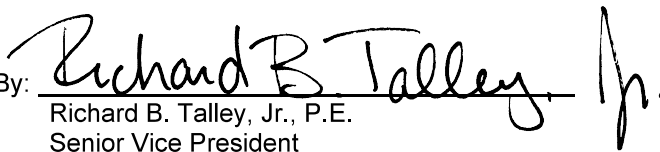
Equital Ltd.
8 Granit Street
Petah Tikva 49002
Israel

Ladies and Gentlemen:

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 July 29, 2020, 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 June 30, 2020, 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:MDK

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
JUNE 30, 2020

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

NSAI 

**NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.**

**WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS**

**ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS**

July 29, 2020

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 June 30, 2020, 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 direct working interest in these properties. Reserves in Tamar Southwest Field that extend into the Eran License 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 June 30, 2020, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	7,897.0	2,270.4	10.3	3.0
Probable	2,755.0	792.1	3.6	1.0
Proved + Probable (2P)	10,652.0	3,062.5	13.8	4.0
Possible	2,468.3	709.6	3.2	0.9
Proved + Probable + Possible (3P)	13,120.3	3,772.1	17.1	4.9

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 June 30, 2020, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	3,260.8	2,020.3	1,392.0	1,040.3	826.2
Probable	1,396.4	485.6	195.6	94.9	56.8
Proved + Probable (2P)	4,657.2	2,505.9	1,587.6	1,135.2	883.0
Possible	1,347.7	325.2	86.8	26.1	9.3
Proved + Probable + Possible (3P)	6,004.8	2,831.1	1,674.4	1,161.3	892.3

Totals may not add because of rounding.

July 29, 2020
Page 2 of 4

We estimate the gross (100 percent) reserves for these properties by field, as of June 30, 2020, to be:

Category	Tamar		Tamar Southwest		Total	
	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)	Gas (BCF)	Condensate (MMBBL)
Proved (1P)	7,100.6	9.2	796.4	1.0	7,897.0	10.3
Probable	2,595.9	3.4	159.1	0.2	2,755.0	3.6
Proved + Probable (2P)	9,696.5	12.6	955.6	1.2	10,652.0	13.8
Possible	2,366.0	3.1	102.2	0.1	2,468.3	3.2
Proved + Probable + Possible (3P)	12,062.5	15.7	1,057.8	1.4	13,120.3	17.1

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the July 28, 2020, exchange rate was 3.41 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 June 30, 2020, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

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

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Isramco. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volumes and Isramco's expected 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; Noble Energy Mediterranean Ltd. 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.

July 29, 2020
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 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.

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

July 29, 2020
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 June 15, 2020, by Mr. Eran Lendner, Interim Chief Executive Officer of Isramco, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Isramco, Noble Energy Mediterranean Ltd., 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.

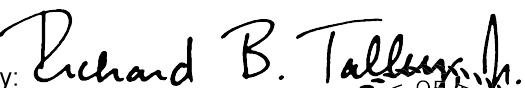
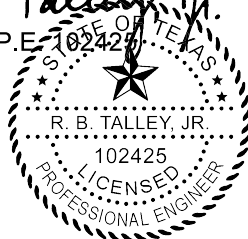
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2004 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.


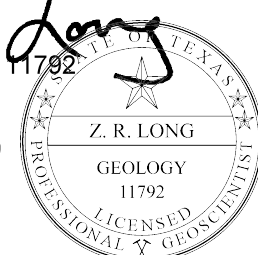
Sincerely,

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

By: 

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

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President
Date Signed: July 29, 2020
RBT:MDK


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: July 29, 2020


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.

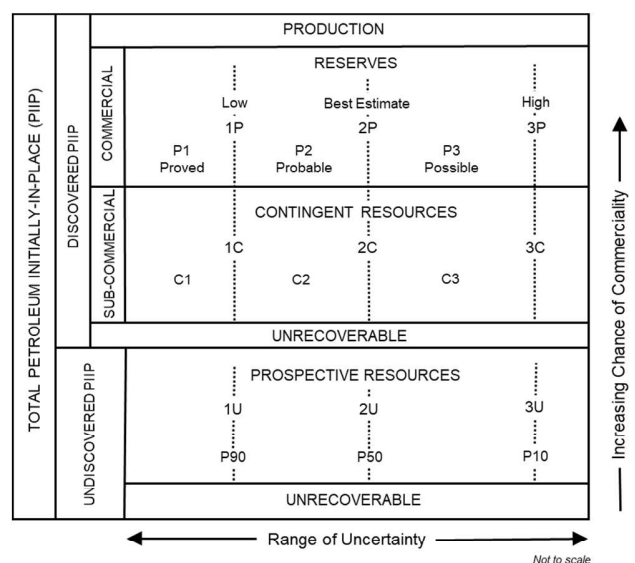


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

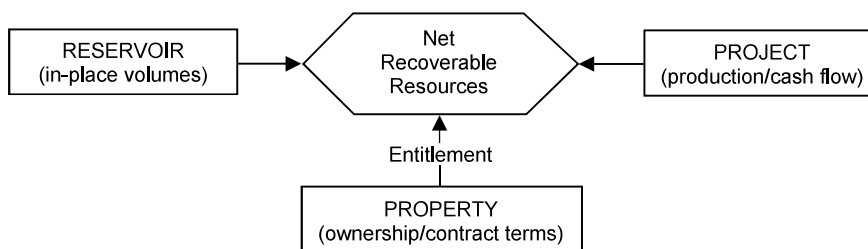


Figure 1.2—Resources evaluation

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 JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties		Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)					
12-31-2020	236.6	27.2	21.7	-	48.9	14.2	-	17.0	156.5
12-31-2021	406.8	46.8	37.3	-	84.0	21.6	-	41.5	259.6
12-31-2022	394.6	45.4	36.1	-	81.5	30.5	-	42.4	240.2
12-31-2023	437.3	50.3	40.1	-	90.3	89.6	-	43.6	213.8
12-31-2024	476.7	54.8	43.7	-	98.5	27.4	-	44.3	306.6
12-31-2025	498.2	57.3	45.6	-	102.9	-	-	45.5	349.8
12-31-2026	498.4	57.3	45.7	-	103.0	-	-	46.4	349.0
12-31-2027	62.1	54.0	49.5	-	111.6	28.0	-	47.3	353.3
12-31-2028	572.2	65.8	52.4	-	118.2	28.0	-	48.3	377.7
12-31-2029	575.6	66.2	52.7	-	118.9	-	-	49.3	407.4
12-31-2030	582.3	67.0	53.3	-	120.3	-	-	50.2	411.7
12-31-2031	589.8	67.8	54.0	-	121.9	-	-	51.2	416.7
12-31-2032	598.2	68.8	54.8	-	123.6	14.6	-	52.3	407.7
12-31-2033	607.3	69.8	55.6	-	125.5	70.6	-	53.3	357.9
12-31-2034	616.6	70.9	56.5	-	127.4	-	-	54.4	434.8
12-31-2035	625.6	71.9	57.3	-	129.3	-	-	55.5	440.9
12-31-2036	557.8	64.1	51.1	-	115.2	-	-	56.6	386.0
12-31-2037	474.0	54.5	43.4	-	97.9	-	-	57.7	318.3
12-31-2038	292.7	33.7	26.8	-	60.5	-	-	58.9	173.4
12-31-2039	272.2	31.3	24.9	-	56.2	-	-	60.0	155.9
12-31-2040	273.0	31.4	25.0	-	56.4	-	-	61.2	155.4
12-31-2041	272.6	31.3	25.0	-	56.3	-	-	62.5	153.8
12-31-2042	273.3	31.4	25.0	-	56.5	-	-	63.7	153.1
12-31-2043	273.3	31.4	25.0	-	56.5	-	-	65.0	151.8
12-31-2044	272.0	31.3	24.9	-	56.2	-	23.0	66.3	126.5
12-31-2045	222.3	25.6	20.4	-	45.9	-	23.0	67.6	85.8
12-31-2046	187.5	21.6	17.2	-	38.7	-	23.0	69.0	56.8
12-31-2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	11,627.1	1,337.1	1,065.0	-	2,402.2	324.6	69.0	1,431.0	7,400.4

Totals may not add because of rounding

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)			Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2020	-	-	156.5	122.2	23.0	34.3	120.8	119.4	118.0	116.8
12-31-2021	23.9	62.0	197.6	157.5	23.0	40.1	150.0	143.2	136.9	131.2
12-31-2022	29.8	71.5	168.7	133.3	23.0	35.4	120.9	110.2	100.8	92.6
12-31-2023	34.1	73.0	140.8	95.2	23.0	45.6	82.3	71.6	62.6	55.1
12-31-2024	39.2	120.1	186.4	146.1	23.0	40.3	120.2	99.8	83.5	70.5
12-31-2025	44.9	157.2	192.6	157.2	23.0	35.5	123.2	97.6	78.1	63.2
12-31-2026	46.8	163.3	185.7	151.1	23.0	34.6	112.7	85.3	65.3	50.6
12-31-2027	46.8	165.3	187.9	145.0	23.0	43.0	103.0	74.4	54.5	40.5
12-31-2028	46.8	176.7	200.9	155.0	23.0	45.9	104.9	72.3	50.7	36.0
12-31-2029	46.8	190.7	216.7	173.9	23.0	42.8	112.1	73.8	49.4	33.7
12-31-2030	46.8	192.7	219.0	175.3	23.0	43.7	107.6	67.6	43.3	28.3
12-31-2031	46.8	195.0	221.7	177.1	23.0	44.6	103.5	62.1	38.1	23.8
12-31-2032	46.8	190.8	216.9	169.6	23.0	47.3	94.4	54.0	31.7	19.0
12-31-2033	46.8	167.5	190.4	135.9	23.0	54.5	72.1	39.4	22.1	12.7
12-31-2034	46.8	203.5	231.3	182.1	23.0	49.2	92.0	48.0	25.7	14.2
12-31-2035	46.8	206.3	234.6	183.9	23.0	50.7	88.4	44.0	22.6	11.9
12-31-2036	46.8	180.6	205.3	161.4	23.0	44.0	73.9	35.1	17.2	8.7
12-31-2037	46.8	149.0	169.3	133.6	23.0	35.7	58.3	26.4	12.4	6.0
12-31-2038	46.8	81.1	92.2	73.6	23.0	18.6	30.6	13.2	5.9	2.8
12-31-2039	46.8	73.0	83.0	65.8	23.0	17.1	26.1	10.8	4.6	2.1
12-31-2040	46.8	72.7	82.7	65.6	23.0	17.0	24.7	9.8	4.0	1.7
12-31-2041	46.8	72.0	81.8	67.4	23.0	14.3	24.2	9.1	3.6	1.5
12-31-2042	46.8	71.6	81.4	67.2	23.0	14.3	23.0	8.2	3.1	1.2
12-31-2043	46.8	71.1	80.8	66.3	23.0	14.5	21.6	7.4	2.7	1.0
12-31-2044	46.8	59.2	67.3	49.0	23.0	18.3	15.2	5.0	1.7	0.6
12-31-2045	46.8	40.1	45.6	32.3	23.0	13.3	9.5	3.0	1.0	0.3
12-31-2046	46.8	26.6	30.2	18.0	23.0	12.2	5.1	1.5	0.5	0.2
12-31-2047	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-
Total		3,232.7	4,167.6	3,260.8		906.9	2,020.3	1,392.0	1,040.3	826.2

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.

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Net (MM\$)					
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-8.8	-	-	-	8.8
12-31-2022	-	-	-	-	-	-27.4	-	-	-	27.4
12-31-2023	-	-	-	-	-	-89.6	-	-	-	89.6
12-31-2024	-	-	-	-	-	-4.1	-	-	-	4.1
12-31-2025	-	-	-	-	-	47.8	-	-	-	-47.8
12-31-2026	-	-	-	-	-	54.7	-	-	-	-54.7
12-31-2027	-	-	-	-	-	-0.6	-	-	-	0.6
12-31-2028	-	-	-	-	-	-28.0	-	-	-	28.0
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-14.6	-	-	-	14.6
12-31-2033	-	-	-	-	-	-70.6	-	-	-	70.6
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	0.5	0.1	-	-	0.0	-	-	-	-	0.4
12-31-2036	78.0	9.0	-	-	7.1	56.0	-	-	-	5.9
12-31-2037	171.8	19.8	-	-	15.7	29.2	-	-	-	107.1
12-31-2038	363.1	41.8	-	-	33.3	75.0	-	-	-	288.0
12-31-2039	394.0	45.3	-	-	36.1	81.4	-	-	-	228.6
12-31-2040	403.7	46.4	-	-	37.0	83.4	-	-	-	292.3
12-31-2041	413.0	47.5	-	-	37.8	85.3	-	-	-	327.7
12-31-2042	403.3	46.4	-	-	36.9	83.3	-	-	-	320.0
12-31-2043	350.0	40.2	-	-	32.1	72.3	-	-	-	277.7
12-31-2044	236.2	27.2	-	-	21.6	48.8	-	-23.0	-	210.4
12-31-2045	277.0	31.8	-	-	25.4	57.2	-	-23.0	-	242.7
12-31-2046	307.5	35.4	-	-	28.2	63.5	-	-	-	266.9
12-31-2047	465.9	53.6	-	-	42.7	96.2	-	-	70.4	299.3
12-31-2048	390.9	45.0	-	-	35.8	80.8	-	24.6	71.8	213.8
12-31-2049	284.1	32.7	-	-	26.0	58.7	-	24.6	73.2	127.6
12-31-2050	222.7	25.6	-	-	20.4	46.0	-	24.6	74.7	77.4
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4,761.6	547.6	-	-	436.2	983.7	56.0	4.9	290.0	3,427.0

Totals may not add because of rounding

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and		Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Discounted at 20% (MM\$)
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)			Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	
12-31-2020	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-
12-31-2021	24.0	2.4	6.4	-0.6	23.0	6.9	6.6	6.3	6.0
12-31-2022	30.3	9.6	17.8	-2.0	23.0	19.8	18.0	16.4	15.0
12-31-2023	35.9	36.1	53.5	-8.1	23.0	61.6	53.2	46.3	40.5
12-31-2024	41.4	8.6	-4.5	1.4	23.0	-5.9	-4.9	-4.0	-3.4
12-31-2025	45.9	-18.4	-29.3	7.1	23.0	-36.5	-28.6	-22.6	-18.1
12-31-2026	46.8	-25.6	-29.1	8.3	23.0	-37.4	-27.9	-21.1	-16.2
12-31-2027	46.8	0.3	0.3	-0.2	23.0	0.5	0.4	0.3	0.2
12-31-2028	46.8	13.1	14.9	-2.5	23.0	17.4	11.8	8.1	5.7
12-31-2029	46.8	-	-	1.2	23.0	-1.2	-0.8	-0.5	-0.3
12-31-2030	46.8	-	-	1.2	23.0	-1.2	-0.7	-0.5	-0.3
12-31-2031	46.8	-	-	1.2	23.0	-1.2	-0.7	-0.4	-0.3
12-31-2032	46.8	6.8	7.8	-0.6	23.0	8.4	4.7	2.7	1.6
12-31-2033	46.8	33.1	37.6	-6.9	23.0	44.4	23.6	12.9	7.2
12-31-2034	46.8	-	-	0.4	23.0	-0.4	-0.2	-0.1	-0.1
12-31-2035	46.8	0.2	0.2	0.3	23.0	-1.1	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2036	46.8	2.8	3.1	15.0	23.0	-11.8	-5.4	-2.6	-1.3
12-31-2037	46.8	50.1	57.0	21.2	23.0	35.8	15.6	7.1	3.3
12-31-2038	46.8	134.8	153.2	35.9	23.0	117.4	48.8	21.1	9.5
12-31-2039	46.8	107.0	121.6	47.3	23.0	74.3	29.4	12.1	5.2
12-31-2040	46.8	136.8	155.5	40.3	23.0	115.2	43.4	17.1	7.0
12-31-2041	46.8	153.3	174.3	37.5	23.0	136.8	49.1	18.5	7.3
12-31-2042	46.8	149.7	170.2	36.6	23.0	133.6	45.7	16.4	6.2
12-31-2043	46.8	129.9	147.7	33.5	23.0	114.2	37.2	12.8	4.6
12-31-2044	46.8	98.5	111.9	28.4	23.0	93.5	29.0	9.5	3.3
12-31-2045	46.8	113.6	129.1	22.4	23.0	106.8	31.5	9.9	3.2
12-31-2046	46.8	124.9	142.0	22.8	23.0	119.2	33.5	10.0	3.1
12-31-2047	46.8	140.1	159.2	33.4	23.0	125.8	33.7	9.6	2.9
12-31-2048	46.8	100.1	113.7	29.2	23.0	84.5	21.6	5.9	1.7
12-31-2049	46.8	59.7	67.9	18.7	23.0	49.2	11.9	3.1	0.9
12-31-2050	46.8	36.2	41.2	14.5	23.0	26.7	6.2	1.5	0.4
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	-	-	-	-
Total		1,603.6	1,823.4	427.0		1,396.4	485.6	195.6	94.9
									56.8

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
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)						
12-31-2020	236.6	27.2	21.7	-	48.9	14.2	-	17.0	156.5	
12-31-2021	406.8	46.8	37.3	-	84.0	12.8	-	41.5	268.4	
12-31-2022	394.6	45.4	36.1	-	81.5	3.1	-	42.4	267.6	
12-31-2023	437.3	50.3	40.1	-	90.3	-	-	43.6	303.3	
12-31-2024	476.7	54.8	43.7	-	98.5	23.2	-	44.3	310.7	
12-31-2025	498.2	57.3	45.6	-	102.9	47.8	-	45.5	302.0	
12-31-2026	498.4	57.3	45.7	-	103.0	54.7	-	46.4	294.3	
12-31-2027	62.1	54.0	49.5	-	111.6	27.4	-	47.3	353.9	
12-31-2028	572.2	65.8	52.4	-	118.2	-	-	48.3	405.7	
12-31-2029	575.6	66.2	52.7	-	118.9	-	-	49.3	407.4	
12-31-2030	582.3	67.0	53.3	-	120.3	-	-	50.2	411.7	
12-31-2031	589.8	67.8	54.0	-	121.9	-	-	51.2	416.7	
12-31-2032	598.2	68.8	54.8	-	123.6	-	-	52.3	422.3	
12-31-2033	607.3	69.8	55.6	-	125.5	-	-	53.3	428.5	
12-31-2034	616.6	70.9	56.5	-	127.4	-	-	54.4	434.8	
12-31-2035	626.1	72.0	57.4	-	129.4	-	-	55.5	441.3	
12-31-2036	635.9	73.1	58.2	-	131.4	56.0	-	56.6	391.9	
12-31-2037	645.8	74.3	59.2	-	133.4	29.2	-	57.7	425.4	
12-31-2038	655.8	75.4	60.1	-	135.5	-	-	58.9	461.4	
12-31-2039	666.2	76.6	61.0	-	137.6	84.0	-	60.0	384.5	
12-31-2040	676.7	77.8	62.0	-	139.8	28.0	-	61.2	447.7	
12-31-2041	686.6	78.8	62.8	-	141.6	-	-	62.5	481.4	
12-31-2042	676.5	77.8	62.0	-	139.8	-	-	63.7	473.0	
12-31-2043	623.3	71.7	57.1	-	128.8	-	-	65.0	429.5	
12-31-2044	508.2	58.4	46.6	-	105.0	-	-	66.3	336.9	
12-31-2045	499.3	57.4	45.7	-	103.1	-	-	67.6	328.5	
12-31-2046	495.0	56.9	45.3	-	102.3	-	-	69.0	323.8	
12-31-2047	465.9	53.6	42.7	-	96.2	-	-	70.4	299.3	
12-31-2048	390.9	45.0	35.8	-	80.8	-	24.6	71.8	213.8	
12-31-2049	284.1	32.7	26.0	-	58.7	-	24.6	73.2	127.6	
12-31-2050	222.7	25.6	20.4	-	46.0	-	24.6	74.7	77.4	
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	16,388.8	1,884.7	1,501.2	-	3,385.9	380.6	73.9	1,721.0	10,827.4	

Totals may not add because of rounding

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2020	-	-	156.5	23.0	34.3	122.2	120.8	119.4	118.0	116.8
12-31-2021	24.0	64.4	204.0	23.0	39.6	164.4	156.6	149.5	143.0	137.0
12-31-2022	30.3	81.1	186.5	23.0	33.4	153.1	138.9	126.5	115.8	106.3
12-31-2023	35.9	109.0	194.3	23.0	37.4	156.9	135.5	117.9	103.1	90.8
12-31-2024	41.4	128.7	182.0	23.0	41.8	140.2	115.3	95.8	80.2	67.6
12-31-2025	45.9	138.7	163.3	23.0	42.6	120.7	94.6	75.0	60.0	48.5
12-31-2026	46.8	137.7	156.6	23.0	42.9	113.7	84.8	64.2	49.1	38.1
12-31-2027	46.8	165.6	188.3	23.0	42.8	145.5	103.4	74.7	54.7	40.6
12-31-2028	46.8	189.9	213.8	23.0	43.4	172.4	116.7	80.4	56.3	40.1
12-31-2029	46.8	190.7	216.7	23.0	44.0	174.8	111.4	73.3	49.1	33.5
12-31-2030	46.8	192.7	219.0	23.0	44.9	174.1	106.9	67.1	43.0	28.1
12-31-2031	46.8	195.0	221.7	23.0	45.8	175.9	102.8	61.6	37.8	23.7
12-31-2032	46.8	197.6	224.7	23.0	46.8	177.9	99.1	56.7	33.3	20.0
12-31-2033	46.8	200.5	228.0	23.0	47.6	180.4	95.7	52.2	29.3	16.9
12-31-2034	46.8	203.5	231.3	23.0	49.6	181.8	91.8	47.9	25.7	14.2
12-31-2035	46.8	206.5	234.8	23.0	51.0	183.8	88.4	44.0	22.6	11.9
12-31-2036	46.8	183.4	208.5	23.0	58.9	149.5	68.5	32.5	16.0	8.1
12-31-2037	46.8	199.1	226.3	23.0	56.9	169.5	73.9	33.5	15.7	7.6
12-31-2038	46.8	215.9	245.5	23.0	54.5	191.0	79.4	34.3	15.4	7.2
12-31-2039	46.8	179.9	204.6	23.0	64.4	140.1	55.5	22.9	9.8	4.4
12-31-2040	46.8	209.5	238.2	23.0	57.3	180.8	68.2	26.9	11.0	4.7
12-31-2041	46.8	225.3	256.1	23.0	51.9	204.2	73.3	27.6	10.9	4.4
12-31-2042	46.8	221.4	251.7	23.0	50.9	200.8	68.6	24.7	9.3	3.6
12-31-2043	46.8	201.0	228.5	23.0	48.0	180.5	58.8	20.2	7.3	2.7
12-31-2044	46.8	157.7	179.2	23.0	36.7	142.6	44.2	14.5	5.0	1.8
12-31-2045	46.8	153.7	174.8	23.0	35.7	139.1	41.1	12.8	4.2	1.5
12-31-2046	46.8	151.5	172.2	23.0	35.1	137.2	38.6	11.5	3.6	1.2
12-31-2047	46.8	140.1	159.2	23.0	33.4	125.8	33.7	9.6	2.9	0.9
12-31-2048	46.8	100.1	113.7	23.0	29.2	84.5	21.6	5.9	1.7	0.5
12-31-2049	46.8	59.7	67.9	23.0	18.7	49.2	11.9	3.1	0.9	0.2
12-31-2050	46.8	36.2	41.2	23.0	14.5	26.7	6.2	1.5	0.4	0.1
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	-	-	-	-	-	-
Total		4,836.4	5,991.0		1,333.8	4,657.2	2,505.9	1,587.6	1,135.2	883.0

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
POSSIBLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)					
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-23.2	-	-	23.2
12-31-2025	-	-	-	-	-	5.8	-	-	-5.8
12-31-2026	-	-	-	-	-	17.4	-	-	-17.4
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	-	-	-	-	-	-28.0	-	-	28.0
12-31-2036	-	-	-	-	-	13.4	-	-	-13.4
12-31-2037	-	-	-	-	-	14.6	-	-	-14.6
12-31-2038	-	-	-	-	-	-56.0	-	-	56.0
12-31-2039	-	-	-	-	-	28.0	-	-	-28.0
12-31-2040	1.8	0.2	0.2	-	0.4	28.0	-	-	-26.6
12-31-2041	21.6	2.5	2.0	-	4.5	-	-	-	17.1
12-31-2042	85.8	9.9	7.9	-	17.7	-	-	-	68.1
12-31-2043	212.0	24.4	19.4	-	43.8	-	-	-	168.2
12-31-2044	232.3	26.7	21.3	-	48.0	-	-	-	184.3
12-31-2045	248.1	28.5	22.7	-	51.3	-	-	-	196.9
12-31-2046	277.3	31.9	25.4	-	57.3	-	-	-	220.0
12-31-2047	350.1	40.3	32.1	-	72.3	-	-24.6	-	302.4
12-31-2048	416.5	47.9	38.1	-	86.0	-	-24.6	-	355.1
12-31-2049	450.2	51.8	41.2	-	93.0	-	-24.6	-	381.8
12-31-2050	634.6	73.0	58.1	-	131.1	-	-	76.2	427.3
12-31-2051	545.8	62.8	50.0	-	112.8	-	-	77.7	355.4
12-31-2052	453.3	52.1	41.5	-	93.7	-	-	79.2	280.5
12-31-2053	358.6	41.2	32.8	-	74.1	-	24.6	80.8	179.0
12-31-2054	255.5	29.4	23.4	-	52.8	-	24.6	82.4	95.7
12-31-2055	209.6	24.1	19.2	-	43.3	-	24.6	84.1	57.6
12-31-2056	4,753.1	546.6	435.4	-	982.0	-	-	480.4	3,290.8
Total									

Totals may not add because of rounding

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Corporate Income Tax		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)		
12-31-2020	-	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	24.0	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	30.3	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	35.9	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	41.7	10.6	12.6	15.1	23.0	-2.4	12.4	10.3	8.6	7.3	7.3	7.3
12-31-2025	46.2	-2.0	-3.8	-4.8	23.0	1.0	-3.8	-3.0	-2.4	-1.9	-1.9	-1.9
12-31-2026	46.8	-8.2	-9.3	-11.5	23.0	2.3	-8.6	-6.5	-5.0	-3.9	-3.9	-3.9
12-31-2027	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2028	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2029	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2033	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2034	46.8	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	46.8	-	-	-	23.0	-0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
12-31-2036	46.8	13.1	14.9	18.3	23.0	-3.4	8.4	4.0	4.0	2.0	1.0	1.0
12-31-2037	46.8	-6.3	-7.1	-9.2	23.0	2.1	-4.0	-1.8	-0.9	-0.4	-0.4	-0.4
12-31-2038	46.8	-6.8	-7.8	-9.7	23.0	1.9	-4.0	-1.7	-0.8	-0.4	-0.4	-0.4
12-31-2039	46.8	26.2	29.8	35.8	23.0	-6.0	14.2	5.9	2.5	1.1	1.1	1.1
12-31-2040	46.8	-13.1	-14.9	-19.2	23.0	4.3	-7.2	-2.9	-1.2	-0.5	-0.5	-0.5
12-31-2041	46.8	-12.5	-14.2	-18.0	23.0	3.8	-6.5	-2.4	-1.0	-0.4	-0.4	-0.4
12-31-2042	46.8	8.0	9.1	7.0	23.0	2.1	2.4	0.9	0.3	0.1	0.1	0.1
12-31-2043	46.8	31.9	36.2	27.9	23.0	8.3	9.1	3.1	1.1	0.4	0.4	0.4
12-31-2044	46.8	78.7	89.5	68.9	23.0	20.6	21.4	7.0	2.4	0.9	0.9	0.9
12-31-2045	46.8	86.3	98.1	75.5	23.0	22.6	22.3	7.0	2.3	0.8	0.8	0.8
12-31-2046	46.8	92.1	104.7	80.6	23.0	24.1	22.7	6.8	2.1	0.7	0.7	0.7
12-31-2047	46.8	103.0	117.0	90.8	23.0	26.3	24.3	6.9	2.1	0.7	0.7	0.7
12-31-2048	46.8	141.5	160.9	129.9	23.0	31.0	33.1	9.0	2.6	0.8	0.8	0.8
12-31-2049	46.8	166.2	188.9	151.1	23.0	37.8	36.7	9.5	2.6	0.8	0.8	0.8
12-31-2050	46.8	178.7	203.1	163.4	23.0	39.8	37.8	9.4	2.5	0.7	0.7	0.7
12-31-2051	46.8	200.0	227.3	175.7	23.0	51.6	38.7	9.2	2.3	0.6	0.6	0.6
12-31-2052	46.8	166.3	189.1	145.6	23.0	43.5	30.5	6.9	1.7	0.4	0.4	0.4
12-31-2053	46.8	131.3	149.2	114.9	23.0	34.3	23.0	4.9	1.1	0.3	0.3	0.3
12-31-2054	46.8	83.8	95.3	67.7	23.0	27.6	12.9	2.6	0.6	0.1	0.1	0.1
12-31-2055	46.8	44.8	50.9	33.5	23.0	17.4	6.1	1.2	0.3	0.1	0.1	0.1
12-31-2056	46.8	27.0	30.6	17.9	23.0	12.7	3.1	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0
Total		1,540.6	1,750.2	1,347.7	402.6		325.2	86.8	26.1	9.3		

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 #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	State (MM\$)	Royalties			Total (MM\$)	Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
			Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)						
12-31-2020	236.6	27.2	21.7	-	48.9	14.2	-	17.0	156.5	
12-31-2021	406.8	46.8	37.3	-	84.0	12.8	-	41.5	268.4	
12-31-2022	394.6	45.4	36.1	-	81.5	3.1	-	42.4	267.6	
12-31-2023	437.3	50.3	40.1	-	90.3	-	-	43.6	303.3	
12-31-2024	476.7	54.8	43.7	-	98.5	-	-	44.3	333.9	
12-31-2025	498.2	57.3	45.6	-	102.9	53.6	-	45.5	296.2	
12-31-2026	498.4	57.3	45.7	-	103.0	72.2	-	46.4	276.9	
12-31-2027	62.1	54.0	49.5	-	111.6	27.4	-	47.3	353.9	
12-31-2028	572.2	65.8	52.4	-	118.2	-	-	48.3	405.7	
12-31-2029	575.6	66.2	52.7	-	118.9	-	-	49.3	407.4	
12-31-2030	582.3	67.0	53.3	-	120.3	-	-	50.2	411.7	
12-31-2031	589.8	67.8	54.0	-	121.9	-	-	51.2	416.7	
12-31-2032	598.2	68.8	54.8	-	123.6	-	-	52.3	422.3	
12-31-2033	607.3	69.8	55.6	-	125.5	-	-	53.3	428.5	
12-31-2034	616.6	70.9	56.5	-	127.4	-	-	54.4	434.8	
12-31-2035	626.1	72.0	57.4	-	129.4	-	-	55.5	441.3	
12-31-2036	635.9	73.1	58.2	-	131.4	28.0	-	56.6	419.9	
12-31-2037	645.8	74.3	59.2	-	133.4	42.6	-	57.7	412.0	
12-31-2038	655.8	75.4	60.1	-	135.5	14.6	-	58.9	446.8	
12-31-2039	666.2	76.6	61.0	-	137.6	28.0	-	60.0	440.5	
12-31-2040	676.7	77.8	62.0	-	139.8	56.0	-	61.2	419.6	
12-31-2041	687.3	79.0	63.0	-	142.0	28.0	-	62.5	454.8	
12-31-2042	698.1	80.3	63.9	-	144.2	-	-	63.7	490.2	
12-31-2043	709.1	81.5	65.0	-	146.5	-	-	65.0	497.6	
12-31-2044	720.3	82.8	66.0	-	148.8	-	-	66.3	505.2	
12-31-2045	731.6	84.1	67.0	-	151.1	-	-	67.6	512.8	
12-31-2046	743.1	85.5	68.1	-	153.5	-	-	69.0	520.6	
12-31-2047	743.2	85.5	68.1	-	153.5	-	-	70.4	519.3	
12-31-2048	741.0	85.2	67.9	-	153.1	-	-	71.8	516.2	
12-31-2049	700.6	80.6	64.2	-	144.7	-	-	73.2	482.7	
12-31-2050	672.9	77.4	61.6	-	139.0	-	-	74.7	459.2	
12-31-2051	634.6	73.0	58.1	-	131.1	-	-	76.2	427.3	
12-31-2052	545.8	62.8	50.0	-	112.8	-	-	77.7	355.4	
12-31-2053	453.3	52.1	41.5	-	93.7	-	-	79.2	280.5	
12-31-2054	358.6	41.2	32.8	-	74.1	-	24.6	80.8	179.0	
12-31-2055	255.5	29.4	23.4	-	52.8	-	24.6	82.4	95.7	
12-31-2056	209.6	24.1	19.2	-	43.3	-	24.6	84.1	57.6	
Total	21,141.9	2,431.3	1,936.6	-	4,367.9	380.6	73.9	2,201.4	14,118.1	

Totals may not add because of rounding

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
ISRAMCO NEGEV 2-LP INTEREST
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE #12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Lewy Rate ⁽²⁾ (%)	Lewy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes			
			Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2020	-	-	156.5	23.0	34.3	122.2	120.8	119.4	118.0	116.8
12-31-2021	24.0	64.4	204.0	23.0	39.6	164.4	156.6	149.5	143.0	137.0
12-31-2022	30.3	81.1	186.5	23.0	33.4	153.1	138.9	126.5	115.8	106.3
12-31-2023	35.9	109.0	194.3	23.0	37.4	156.9	135.5	117.9	103.1	90.8
12-31-2024	41.7	139.3	194.6	23.0	39.3	155.3	127.7	106.1	88.8	74.9
12-31-2025	46.2	136.7	159.5	23.0	43.6	115.9	90.8	72.0	57.6	46.6
12-31-2026	46.8	129.6	147.3	23.0	45.2	102.1	76.2	57.6	44.1	34.2
12-31-2027	46.8	165.6	188.3	23.0	42.8	145.5	103.4	74.7	54.7	40.6
12-31-2028	46.8	189.9	213.8	23.0	43.4	172.4	116.7	80.4	56.3	40.1
12-31-2029	46.8	190.7	216.7	23.0	44.0	172.8	111.4	73.3	49.1	33.5
12-31-2030	46.8	192.7	219.0	23.0	44.9	174.1	106.9	67.1	43.0	28.1
12-31-2031	46.8	195.0	221.7	23.0	45.8	175.9	102.8	61.6	37.8	23.7
12-31-2032	46.8	197.6	224.7	23.0	46.8	177.9	99.1	56.7	33.3	20.0
12-31-2033	46.8	200.5	228.0	23.0	47.6	180.4	95.7	52.2	29.3	16.9
12-31-2034	46.8	203.5	231.3	23.0	49.6	181.8	91.8	47.9	25.7	14.2
12-31-2035	46.8	206.5	234.8	23.0	50.5	184.3	88.7	44.1	22.6	12.0
12-31-2036	46.8	196.5	223.4	23.0	55.5	167.9	76.9	36.5	17.9	9.1
12-31-2037	46.8	192.8	219.2	23.0	58.9	160.2	69.9	31.7	14.9	7.2
12-31-2038	46.8	209.1	237.7	23.0	56.4	181.3	75.3	32.6	14.6	6.8
12-31-2039	46.8	206.2	234.4	23.0	58.4	176.0	69.6	28.8	12.4	5.5
12-31-2040	46.8	196.4	223.3	23.0	61.6	161.6	60.9	24.0	9.9	4.2
12-31-2041	46.8	212.9	242.0	23.0	55.7	186.3	66.9	25.2	9.9	4.0
12-31-2042	46.8	229.4	260.8	23.0	53.0	207.8	71.0	25.5	9.6	3.8
12-31-2043	46.8	232.9	264.7	23.0	56.3	208.4	67.8	23.3	8.4	3.1
12-31-2044	46.8	236.4	268.7	23.0	57.3	211.5	65.6	21.5	7.4	2.7
12-31-2045	46.8	240.0	272.8	23.0	58.2	214.6	63.4	19.8	6.5	2.2
12-31-2046	46.8	243.6	277.0	23.0	59.2	217.8	61.3	18.3	5.8	1.9
12-31-2047	46.8	243.0	276.3	23.0	59.6	216.6	58.0	16.5	5.0	1.6
12-31-2048	46.8	241.6	274.6	23.0	60.2	214.4	54.7	14.9	4.3	1.3
12-31-2049	46.8	225.9	258.8	23.0	56.5	200.3	48.7	12.6	3.5	1.0
12-31-2050	46.8	214.9	244.3	23.0	54.3	190.1	44.0	10.9	2.9	0.8
12-31-2051	46.8	200.0	227.3	23.0	51.6	175.7	38.7	9.2	2.3	0.6
12-31-2052	46.8	166.3	189.1	23.0	43.5	145.6	30.5	6.9	1.7	0.4
12-31-2053	46.8	131.3	149.2	23.0	34.3	114.9	23.0	4.9	1.1	0.3
12-31-2054	46.8	83.8	95.3	23.0	27.6	67.7	12.9	2.6	0.6	0.1
12-31-2055	46.8	44.8	50.9	23.0	17.4	33.5	6.1	1.2	0.3	0.1
12-31-2056	46.8	27.0	30.6	23.0	12.7	17.9	3.1	0.6	0.1	0.0
Total		6,376.9	7,741.2		1,736.4	6,004.8	2,831.1	1,674.4	1,161.3	892.3

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 JUNE 30, 2020

Year	Istramco Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)		Net Revenue	Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)	
		Price Received	Royalties Paid			Production Costs
2020 ⁽²⁾	34.7	5.23	1.06	0.35	3.82	1.1
2019	106.8	5.57	1.17	0.40	4.00	3.3
2018	105.4	5.53	0.91	0.34	4.28	3.3
2017	99.3	5.43	0.93	0.34	4.16	3.4

Note: Values in this table have been provided by Istramco; these values are based on historical production data since January 2017 and include condensate 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 2020 data is based on historical production data from January through June 2020 and is representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

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	2,460,861	2,594,825	2,845,871	21,711	21,711	22,935	113	120	124	0.88	0.93	0.93
B Sand	1,590,333	1,693,767	1,782,698	15,027	15,027	15,158	106	113	118	0.72	0.85	0.85
C Sand	1,839,279	1,964,971	2,063,220	9,095	9,095	9,095	202	216	227	0.87	0.90	0.90

Reservoir	Porosity ⁽²⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			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.

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

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
TAMAR SOUTHWEST FIELD, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL
AS OF JUNE 30, 2020

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.