

# אלון חיפוש גז טבעי בע"מ

## ("החברה")

19 באוגוסט, 2020

לכבוד :

הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ

באמצעות מגנ"א

לכבוד :

רשות ניירות ערך

באמצעות מגנ"א

א.ג.נ.,

### הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקת תמר

בהמשך לאמור בדוח המידי בדבר הערכת העתודות בפרויקט תמר ליום 31.12.2019 כפי שפורסם ביום 9.1.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-004488) (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 לעדכון פרק א' (תיאור עסקי התאגיד) של החברה לרבעון הראשון של שנת 2020 כפי שפורסם ביום 30.6.2020 (מס' אסמכתא: 2020-01-060904) (להלן: "דוח הרבעון הראשון") אודות התפשטות נגיף הקורונה (להלן: "מגיפת הקורונה") והשפעתו על עסקי החברה, מתכבדת החברה ליתן דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון מעודכנים נכון ליום 30.6.2020 ביחס לחלקה של החברה בחזקת תמר, כמפורט להלן.<sup>1</sup>

### א. נתוני כמויות –

על-פי דוח שקיבלה החברה 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<sup>2</sup>), המסווגות על-ידי NSAI כעתודות בהפקה (on production) הינן כמפורט להלן<sup>3</sup>:

<sup>1</sup> להגדרות המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' 150 לפרק א' בדוח התקופתי של החברה לשנת 2019, כפי שפורסם ביום 31.3.2020 (מס' אסמכתא 2020-01-029896) (להלן: "הדוח התקופתי"), הכולל בזאת על דרך ההפניה.

<sup>2</sup> העתודות במאגר תמר SW המפורטות בדוח זה אינן כוללות את העתודות המצויות בחלק המאגר הגולש לשטח רשיון 353/ערך". לפרטים נוספים ראו סעיף 8.1(ד) לפרק א' לדוח התקופתי, אשר הפרטים הכלולים בו מובאים בזאת על דרך ההפניה.

<sup>3</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW) השיעור המשוויד למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)						קטגוריית עתודות
		סה"כ (מאגרי תמר ותמר SW)		מאגר תמר SW		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	
0.4	301.1	10.3	7,897.0	1.0	796.4	9.2	7,100.6	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.1	104.7	3.6	2,755.0	0.2	159.1	3.4	2,595.9	עתודות צפויות (Probable Reserves)
0.5	404.8	13.8	10,652.0	1.2	955.6	12.6	9,696.5	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.1	93.8	3.2	2,468.3	0.1	102.2	3.1	2,366.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
0.6	498.6	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).

<sup>4</sup> חלק מחזיקי הזכויות ההונית של החברה בטבלה לעיל הינו לפני חלק הרזרבות המיוחס לתמלוגים המגיעים למדינה ולצדדים שלישיים.

ב. בדוח העתודות ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח העתודות לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים מפותחים בהתאם לתכנית הפיתוח, שיתופעלו באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושיתחזיותיה 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" או "נובל"), 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 החברה ל-NSAI, שעיקריהן מפורטים להלן:

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי דור חיפושי גז - שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") מפרויקט תמר מבוססות על: (i) כושר ההפקה של פרויקט תמר<sup>5</sup>. 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 החברה 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 10.4(ה) לפרק א' בדוח התקופתי) (להלן: "הסכם הייצוא למצרים" ו- "דולפינוס", בהתאמה)<sup>6</sup>, בהתחשב, בין היתר, במחיר הברנט והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, וההסכם לאספקת גז טבעי לחברת החשמל

<sup>5</sup> יכולת אספקת הגז המקסימאלית הנוכחית מפרויקט תמר למערכת ההולכה של נת"ז, עומדת על כ- 1.1 BCF ליום.  
<sup>6</sup> יצוין כי, בחודש יוני 2020 הסבה דולפינוס את הסכם הייצוא למצרים לחברה קשורה - Blue Ocean Energy. בהמשך לאמור בסעיף 5 לעדכון פרק א' (תיאור עסקי התאגיד) לדוח הרבעון הראשון, יצוין כי בחודש יולי 2020 החלה הזרמת הגז מפרויקט תמר תחת הסכם הייצוא למצרים.

לישראל בע"מ<sup>7</sup> (להלן ביחד: "**ההסכמים הקיימים**") (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת החברה תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט תמר, תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה על-ידי יועצים חיצוניים (BDO Consulting Group, להלן: "**BDO**")<sup>8</sup> ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות אחרים, מפרויקט לווייתן ומהמאגרים כריש ותניף<sup>9</sup>; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת החברה תימכרנה בשווקים האזוריים. הונחו מכירות למצרים ולירדן בהיקף מצרפי כולל של כ- 42 BCM עד לשנת 2040<sup>10</sup>, בין היתר, בהתבסס על תחזיות החברה לייצוא למצרים ולירדן, כמפורט בסעיף 11.2(4) לפרק א' בדוח 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 החברה לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן החברה של ההיצע הצפוי. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים קיימים, כוללות, בין היתר, הצמדה לתעריף ייצור החשמל<sup>11</sup>, לשער החליפין ש"ח/דולר אמריקאי<sup>12</sup>, למדד המחירים לצרכן האמריקאי (U.S CPI) ולמחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) (להלן: "**מחיר הברנט**").

ההנחות לגבי מרכיבי ההצמדה מבוססות על נתונים ותחזיות שהתקבלו מ-BDO, 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 הבאים<sup>13</sup>: 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

<sup>7</sup> לפרטים בדבר הסכם זה, ראו סעיף 10.4(ד) לפרק א' בדוח התקופתי ובאזור 5' לדוחות הכספיים לשנת 2019 של החברה הכלולים בדוח התקופתי. בהמשך לאמור בסעיף 10.4(ד) לפרק א' בדוח התקופתי אודות ערעור שהוגש לבית המשפט העליון על-ידי חלק משותפי תמר לרבות השותפות (להלן: "**העותרות**") על פסק הדין של בית המשפט המחוזי בתל אביב אשר דחה את העתירה המינהלית שהוגשה על-ידי העותרות בקשר עם ההליך התחרותי לקבלת הצעות לאספקת גז טבעי לחברת החשמל (להלן: "**ההליך התחרותי**"), ובהמשך לאמור בסעיף 4 לעדכון פרק א' (תיאור עסקי התאגיד) לדוח הרבעון הראשון אודות הבנות עקרוניות בין שותפי תמר ועם שותפי לווייתן בקשר עם הסוגיות שהיו במחלוקת בנוגע להסכמים למכירת גז טבעי לחברת החשמל, יצוין כי נכון למועד הדוח לא התגבשו ההבנות העקרוניות להסכם מחייב והעותרות הודיעו לבית המשפט העליון כי לאור חלוף הזמן לא ניתן יהיה לייתר הכרעה בהליך. עם זאת, הצדדים ממשיכים לנהל מגעים בעניין זה וסוגיות נוספות שבמחלוקת.

<sup>8</sup> תחזית הביקושים לשנים הקרובות הינה כדלקמן (BCM): 2020 – 12; 2021 – 13.5; 2022 – 15; 2023 – 15.7; 2024 – 16.6; 2025 – 17.9. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, אופן המשך התפשטות מגיפת הקורונה והשפעתה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ומדיניות הממשלה בתחומים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

<sup>9</sup> בתזרים המהווה הונח כי מכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל והפקה מסחרית מפרויקט כריש ותניף תחל בתחילת רבעון רביעי של שנת 2021.

<sup>10</sup> הונח כי גם לאחר סיום אספקת הגז בהתאם לכמויות החוזיות בהסכמי הייצוא הקיימים, יימכרו כמויות גז נוספות ללקוחות במצרים ובירדן.

<sup>11</sup> תעריף ייצור החשמל הינו תעריף המפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל, ובכלל זה עלות הדלקים של חברת החשמל, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים.

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> למיטב ידיעת החברה, תדירות עדכון תחזית מחירי הברנט על-ידי ארבעת הגופים האמורים הינה כדלקמן: הבנק העולמי – פעמיים בשנה; משרד האנרגיה האמריקאי – תחזית קצרת טווח – כל חודש, תחזית ארוכת טווח – פעמיים בשנה; Wood Mackenzie – כל חצי שנה; IHS Global Insights – כל חודש.

דולר לחבית בשנת 2025, ולמחיר חבית קבוע של כ- 88 דולר לחבית החל משנת 2029 ועד לתום תקופת התזרים<sup>14</sup>.

(3) תעריף ייצור החשמל – תחזית המבוססת, בין היתר, על שער חליפין של ש"ח לדולר ועל תחזית עלות הדלקים המבוססת על מחיר 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 התאמת מחירים כפי שנקבעו בהסכם עם חברת החשמל<sup>15</sup>, ובהסכם הייצוא למצרים<sup>16</sup>. 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). הפחתות מחיר כאמור הוטמעו 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 25.1 לפרק א' לדוח התקופתי. להערכת היועצים המשפטיים של החברה, 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 החברה, 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 10.5 לפרק א' לדוח התקופתי.

(ג) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי החברה בהתבסס, בין היתר, על מידע שסופק מהמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה 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 החברה. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי החברה 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

<sup>14</sup> 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 המינימלית 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 ל-Blue Ocean Energy (החברה הקשורה שאליה הסבה דולפינוס את הסכם הייצוא כאמור בה"ש 6 לעיל) בפועל תהיינה גדולות יותר.

<sup>15</sup> בהסכם עם חברת החשמל נקבעו שני מועדים בהם רשאי כל צד לבקש התאמת המחיר, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. לפרטים ראו סעיף 10.4(ד) לפרק א' לדוח התקופתי.

<sup>16</sup> הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהיתן 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.

- נוספת וציוד הפקה נוסף, הוצאות לעבודות הנדסיות, השתתפות בעלויות בניית תשתית הולכת גז טבעי ועלויות עקיפות המשולמות למפעיל. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי החברה הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על תוכנית הפיתוח בפרויקט תמר ועל ידע שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים ;
- (ה) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי החברה בהתאם להערכותיה בהתבסס, בין היתר, על מומחה חיצוני באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמה ומתקני ההפקה. עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של חזקת תמר והמתקנים בפרויקט תמר ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה ;
- (ו) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות בהתאם לדין ;
- (ז) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן החברה בנוגע לשיעור בפועל של התמלוגים (בפי הבאר) שישולמו על ידי השותפות למדינה בשיעור של 11.5%. לפרטים נוספים בנושא התמלוג למדינה ראו סעיפים 8.1(ו) ו- 23.3(ד) לפרק א' לדוח התקופתי ובאור 9א'1) לדוחות הכספיים לשנת 2019 של החברה הכלולים בדוח התקופתי, וכן ביאור 4ג' לדוחות הכספיים של החברה ליום 31.3.2020 הכלולים בדוח הרבעון הראשון ;
- (ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון שיעור תמלוג אפקטיבי נטו של כ-13.2% לצדדים שלישיים (להלן: **"שיעור תמלוג העל"**). שיעור תמלוג העל הינו בהתאם לפסק הבורר בערעור שהתקבל ביום 5 במרס 2020 בנוגע להליך הבוררות בעניין תשלום תמלוג על לצדדים שלישיים (להלן: **"פסק הבורר בערעור"**) כמפורט ובכפוף לאמור בסעיפים 8.1(ו) ו- 25.3 לפרק א' לדוח התקופתי ובאור 9ב'1) לדוחות הכספיים לשנת 2019 של החברה הכלולים בדוח התקופתי ;
- (ט) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן בסעיף זה: **"החוק"**). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה 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 בישראל<sup>17</sup>. 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 ;
- (י) 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.

<sup>17</sup> אם וככל שתתקבל עמדת רשות המסים במחלוקות האמורות, להערכת החברה, לא צפויה להיות לכך השפעה מהותית על שווי התזרים המהוון.

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

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

1. עודכנו תחזיות כמויות המכירה של גז טבעי מפרויקט תמר בעיקר בשל: (א) עדכון הערכות החברה ותחזיות הביקושים שנערכה על ידי BDO בנוגע להשפעות משבר הקורונה והגידול הצפוי באנרגיות מתחדשות על הביקוש לגז טבעי בשוק המקומי; (ב) עדכון הנחות החברה בדבר מועד תחילת ההפקה המסחרית מפרויקט כריש ותנין וכמויות המכירה מפרויקט זה ועדכון הנחות החברה בדבר כמויות המכירה החזויות ממאגר לויתן לשוק המקומי; (ג) השפעת תחזית הברנט על הכמויות שלהערכת החברה תמכרנה לפי הסכם הייצוא למצרים (ראו הערת שוליים מס' 14 לעיל).
2. עדכון תחזית מחירים בעיקר בשל: (א) עדכון הנחות החברה בדבר מחירי המכירה בהסכמים עתידיים; (ב) עדכון תחזית שיעור הפחתת המחיר במועד ההתאמה השני בהסכם עם חברת החשמל; (ג) 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.
3. עודכנה השפעת פסק הבורר בערעור כמפורט בסעיפים 8.1(ו) ו-25.3 לפרק א' לדוח התקופתי ובאור 9(1) לדוחות הכספיים לשנת 2019 של החברה הכלולים בדוח התקופתי;
4. עודכנו עלויות התפעול וההשקעות שבוצעו עד ליום 30.6.2020, בהתאם להשקעות שבוצעו בפועל. כן עודכנו תחזיות עלויות התפעול וההשקעות העתידיות בהתאם להערכת החברה, בין היתר, בהתבסס על פרופיל ההפקה לאור תחזית הביקושים בשוק המקומי, ועל אומדנים מעודכנים שהתקבלו מהמפעילה ואשר עודכנו על ידה, בין היתר, לאור צפי להתייעלות ולקיטון בתקציבי התפעול וכן דחיית חלק מתקציבי ההשקעות המתוכננות לשנים מאוחרות יותר.
5. עודכנו כמויות הגז והקונדנסט שהופקו ונמכרו במהלך החציון הראשון לשנת 2020, בהתאם לנתונים בפועל.

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

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)**

**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										
14,536	14,692	14,856	15,030	15,214	4,200	-	19,414	-	1,881	2,250	-	7,734	31,278	4.56	209	1.7.2020-31.12.2020
15,757	16,442	17,189	18,008	18,908	5,547	7,670	32,126	-	2,859	5,486	-	13,293	53,764	8.51	391	31.12.2021
11,016	11,995	13,110	14,388	15,863	4,946	8,823	29,631	-	4,031	5,600	-	12,896	52,159	8.38	385	31.12.2022
6,391	7,261	8,297	9,540	11,043	6,019	8,842	25,905	-	11,840	5,766	-	14,291	57,801	9.19	422	31.12.2023
8,486	10,061	12,019	14,477	17,597	5,487	14,875	37,959	-	3,617	5,857	-	15,580	63,013	9.97	458	31.12.2024
7,813	9,665	12,071	15,232	19,440	4,549	19,569	43,558	-	-	6,009	-	16,281	65,847	10.40	477	31.12.2025
6,253	8,073	10,540	13,934	18,672	4,444	20,335	43,452	-	-	6,135	-	16,287	65,874	10.40	477	31.12.2026
4,991	6,723	9,177	12,709	17,883	5,414	20,494	43,791	-	3,702	6,258	-	17,655	71,406	11.03	506	31.12.2027
4,458	6,266	8,941	12,973	19,167	5,753	21,922	46,842	-	3,702	6,383	-	18,698	75,625	11.65	535	31.12.2028
4,195	6,153	9,179	13,952	21,645	5,356	23,753	50,754	-	-	6,510	-	18,809	76,073	11.65	535	31.12.2029
3,522	5,391	8,408	13,388	21,808	5,479	24,004	51,291	-	-	6,641	-	19,028	76,960	11.65	535	31.12.2030
2,964	4,733	7,719	12,876	22,022	5,594	24,294	51,910	-	-	6,774	-	19,275	77,959	11.65	535	31.12.2031
2,356	3,927	6,695	11,699	21,010	5,948	23,715	50,674	-	1,933	6,909	-	19,549	79,064	11.65	535	31.12.2032
1,546	2,689	4,793	8,774	16,545	6,882	20,609	44,037	-	9,336	7,047	-	19,846	80,267	11.65	535	31.12.2033
1,794	3,255	6,065	11,633	23,033	5,781	25,348	54,162	-	-	7,188	-	20,151	81,501	11.65	535	31.12.2034
1,488	2,817	5,488	11,027	22,924	6,290	25,699	54,913	-	-	7,332	-	20,445	82,689	11.64	534	31.12.2035
1,087	2,148	4,375	9,208	20,101	5,446	22,474	48,021	-	-	7,478	-	18,230	73,729	10.22	469	31.12.2036
749	1,545	3,288	7,252	16,621	4,407	18,499	39,527	-	-	7,628	-	15,489	62,644	8.55	393	31.12.2037
341	734	1,634	3,776	9,087	2,267	9,988	21,342	-	-	7,781	-	9,566	38,689	5.20	239	31.12.2038
254	569	1,325	3,206	8,102	2,084	8,961	19,147	-	-	7,936	-	8,896	35,979	4.76	219	31.12.2039
211	493	1,200	3,042	8,071	2,074	8,924	19,069	-	-	8,095	-	8,922	36,086	4.70	216	31.12.2040



174	424	1,079	2,867	7,986	2,049	8,828	18,863	-	-	8,257	-	8,908	36,028	4.62	212	31.12.2041
144	367	975	2,714	7,940	2,043	8,782	18,766	-	-	8,422	-	8,930	36,118	4.56	209	31.12.2042
118	315	874	2,549	7,829	2,067	8,705	18,601	-	-	8,590	-	8,931	36,123	4.49	206	31.12.2043
70	194	564	1,722	5,554	2,567	7,144	15,265	3,040	-	8,762	-	8,890	35,957	4.40	202	31.12.2044
36	105	319	1,020	3,455	1,940	4,746	10,142	3,040	-	8,937	-	7,265	29,384	3.54	163	31.12.2045
17	52	165	553	1,965	1,495	3,043	6,503	3,040	-	9,116	-	6,129	24,788	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
100,766	127,088	170,344	247,548	399,485	116,130	400,048	915,663	9,119	42,901	189,146	-	379,975	1,536,804	223.61	10,266	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
רכיבי התזרים																
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח <sup>18</sup>	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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7.2020 - 31.12.2020
766	800	836	876	919	(73)	316	1,163	-	(1,163)	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
1,823	1,985	2,170	2,381	2,625	(262)	1,254	3,617	-	(3,617)	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
4,733	5,377	6,144	7,065	8,178	(1,063)	4,724	11,840	-	(11,840)	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
(196)	(232)	(277)	(334)	(406)	(126)	1,079	547	-	(547)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(1,928)	(2,386)	(2,979)	(3,760)	(4,798)	948	(2,465)	(6,315)	-	6,315	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(1,656)	(2,138)	(2,792)	(3,691)	(4,946)	1,097	(3,385)	(7,234)	-	7,234	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(73)	(99)	(135)	(187)	(263)	308	40	85	-	(85)	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
457	643	917	1,331	1,967	3	1,733	3,702	-	(3,702)	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(30)	(45)	(67)	(101)	(157)	157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
(25)	(39)	(61)	(96)	(157)	157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(21)	(34)	(55)	(92)	(157)	157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
124	206	352	615	1,104	(76)	904	1,933	-	(1,933)	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
549	955	1,702	3,115	5,874	(907)	4,369	9,336	-	(9,336)	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
(29)	(53)	(99)	(190)	(377)	377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2034
(1)	(2)	(3)	(6)	(13)	41	25	53	-	-	-	-	18	71	0.01	0	31.12.2035
(94)	(185)	(378)	(795)	(1,735)	1,927	169	361	-	7,404	-	-	2,550	10,315	1.43	66	31.12.2036

<sup>18</sup> 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).

211	435	927	2,044	4,684	2,354	6,192	13,230	-	3,865	-	-	5,615	22,711	3.10	142	31.12.2037
565	1,215	2,705	6,250	15,041	4,175	16,905	36,121	-	-	-	-	11,865	47,986	6.45	296	31.12.2038
280	629	1,464	3,543	8,954	5,992	13,148	28,094	-	11,106	-	-	12,876	52,075	6.89	316	31.12.2039
374	876	2,132	5,405	14,341	5,058	17,065	36,464	-	3,702	-	-	13,193	53,358	6.95	319	31.12.2040
373	912	2,320	6,164	17,172	4,687	19,229	41,088	-	-	-	-	13,496	54,584	7.00	321	31.12.2041
304	775	2,060	5,732	16,768	4,577	18,778	40,124	-	-	-	-	13,179	53,303	6.73	309	31.12.2042
221	588	1,635	4,766	14,639	3,885	16,296	34,820	-	-	-	-	11,437	46,257	5.75	264	31.12.2043
153	425	1,234	3,769	12,155	1,963	12,420	26,538	(3,040)	-	-	-	7,718	31,217	3.82	175	31.12.2044
145	420	1,275	4,080	13,817	2,460	14,318	30,595	(3,040)	-	-	-	9,051	36,606	4.41	202	31.12.2045
132	398	1,264	4,236	15,060	2,831	15,739	33,630	(3,040)	-	-	-	10,048	40,638	4.82	221	31.12.2046
114	358	1,190	4,178	15,597	4,115	17,340	37,052	-	-	9,299	-	15,224	61,575	7.19	330	31.12.2047
62	206	714	2,627	10,298	3,617	12,241	26,156	3,255	-	9,485	-	12,776	51,671	5.94	273	31.12.2048
30	102	370	1,425	5,867	2,293	7,179	15,339	3,255	-	9,674	-	9,285	37,553	4.25	195	31.12.2049
13	46	174	703	3,036	1,771	4,229	9,037	3,255	-	9,868	-	7,279	29,439	3.28	151	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
7,373	12,139	24,739	61,051	175,088	52,445	199,842	427,376	646	7,404	38,325	-	155,609	629,361	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 החברה)																
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										
14,536	14,692	14,856	15,030	15,214	4,200	-	19,414	-	1,881	2,250	-	7,734	31,278	4.56	209	1.7.2020-31.12.2020
16,523	17,241	18,025	18,883	19,827	5,475	7,987	33,289	-	1,696	5,486	-	13,293	53,764	8.51	391	31.12.2021
12,839	13,980	15,279	16,769	18,488	4,683	10,077	33,248	-	415	5,600	-	12,896	52,159	8.38	385	31.12.2022
11,124	12,639	14,441	16,604	19,222	4,957	13,566	37,744	-	-	5,766	-	14,291	57,801	9.19	422	31.12.2023
8,290	9,829	11,742	14,143	17,191	5,361	15,954	38,506	-	3,070	5,857	-	15,580	63,013	9.97	458	31.12.2024
5,884	7,279	9,091	11,472	14,642	5,497	17,104	37,243	-	6,315	6,009	-	16,281	65,847	10.40	477	31.12.2025
4,597	5,934	7,748	10,243	13,727	5,541	16,950	36,218	-	7,234	6,135	-	16,287	65,874	10.40	477	31.12.2026
4,917	6,624	9,042	12,522	17,620	5,722	20,534	43,876	-	3,617	6,258	-	17,655	71,406	11.03	506	31.12.2027
4,915	6,909	9,859	14,304	21,133	5,756	23,655	50,544	-	-	6,383	-	18,698	75,625	11.65	535	31.12.2028
4,164	6,108	9,113	13,851	21,488	5,513	23,753	50,754	-	-	6,510	-	18,809	76,073	11.65	535	31.12.2029
3,497	5,352	8,347	13,292	21,651	5,636	24,004	51,291	-	-	6,641	-	19,028	76,960	11.65	535	31.12.2030
2,943	4,700	7,664	12,784	21,865	5,751	24,294	51,910	-	-	6,774	-	19,275	77,959	11.65	535	31.12.2031
2,480	4,133	7,046	12,314	22,114	5,872	24,620	52,606	-	-	6,909	-	19,549	79,064	11.65	535	31.12.2032
2,095	3,644	6,494	11,890	22,419	5,975	24,979	53,374	-	-	7,047	-	19,846	80,267	11.65	535	31.12.2033
1,765	3,202	5,966	11,443	22,656	6,158	25,348	54,162	-	-	7,188	-	20,151	81,501	11.65	535	31.12.2034
1,487	2,816	5,485	11,021	22,911	6,331	25,724	54,966	-	-	7,332	-	20,463	82,760	11.65	535	31.12.2035
993	1,963	3,997	8,414	18,366	7,373	22,643	48,382	-	7,404	7,478	-	20,780	84,045	11.65	535	31.12.2036
960	1,980	4,215	9,296	21,306	6,761	24,691	52,758	-	3,865	7,628	-	21,104	85,355	11.65	535	31.12.2037
906	1,950	4,340	10,026	24,128	6,443	26,893	57,464	-	-	7,781	-	21,430	86,675	11.65	535	31.12.2038
534	1,198	2,789	6,750	17,056	8,076	22,109	47,241	-	11,106	7,936	-	21,771	88,054	11.65	535	31.12.2039
585	1,369	3,331	8,447	22,411	7,132	25,989	55,532	-	3,702	8,095	-	22,115	89,444	11.65	535	31.12.2040
547	1,337	3,400	9,030	25,158	6,736	28,057	59,951	-	-	8,257	-	22,404	90,612	11.62	533	31.12.2041

448	1,142	3,035	8,447	24,708	6,621	27,560	58,890	-	-	8,422	-	22,109	89,421	11.29	518	31.12.2042
339	903	2,509	7,315	22,468	5,952	25,001	53,421	-	-	8,590	-	20,368	82,380	10.24	470	31.12.2043
223	619	1,798	5,491	17,709	4,530	19,564	41,803	-	-	8,762	-	16,609	67,173	8.22	377	31.12.2044
181	525	1,594	5,100	17,272	4,400	19,065	40,736	-	-	8,937	-	16,316	65,990	7.95	365	31.12.2045
149	450	1,428	4,788	17,025	4,326	18,782	40,133	-	-	9,116	-	16,177	65,426	7.76	356	31.12.2046
114	358	1,190	4,178	15,597	4,115	17,340	37,052	-	-	9,299	-	15,224	61,575	7.19	330	31.12.2047
62	206	714	2,627	10,298	3,617	12,241	26,156	3,255	-	9,485	-	12,776	51,671	5.94	273	31.12.2048
30	102	370	1,425	5,867	2,293	7,179	15,339	3,255	-	9,674	-	9,285	37,553	4.25	195	31.12.2049
13	46	174	703	3,036	1,771	4,229	9,037	3,255	-	9,868	-	7,279	29,439	3.28	151	31.12.2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2056
108,140	139,226	195,083	308,600	574,574	168,575	599,890	1,343,039	9,765	50,305	227,472	-	535,584	2,166,165	301.63	13,848	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
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 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7.2020-31.12.2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
964	1,143	1,365	1,644	1,999	(320)	1,392	3,070	-	(3,070)	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
(255)	(315)	(393)	(497)	(634)	132	(266)	(768)	-	768	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
(511)	(660)	(861)	(1,139)	(1,526)	301	(1,078)	(2,303)	-	2,303	-	-	-	-	-	-	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
5	9	17	34	71	(71)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2035
131	259	527	1,109	2,421	(451)	1,733	3,702	-	(3,702)	-	-	-	-	-	-	31.12.2036
(55)	(113)	(241)	(531)	(1,217)	276	(828)	(1,769)	-	1,769	-	-	-	-	-	-	31.12.2037
(48)	(103)	(230)	(532)	(1,281)	252	(904)	(1,933)	-	1,933	-	-	-	-	-	-	31.12.2038
148	333	774	1,874	4,736	(797)	3,465	7,404	-	(7,404)	-	-	-	-	-	-	31.12.2039
(66)	(155)	(377)	(957)	(2,538)	569	(1,733)	(3,702)	-	3,702	-	-	-	-	-	-	31.12.2040

(52)	(127)	(322)	(855)	(2,381)	505	(1,650)	(3,526)	-	3,702	-	-	58	234	0.03	1	31.12.2041
16	41	108	301	879	263	1,004	2,146	-	-	-	-	705	2,851	0.36	17	31.12.2042
53	141	391	1,139	3,498	1,045	3,996	8,538	-	-	-	-	2,804	11,342	1.41	65	31.12.2043
109	302	877	2,680	8,642	2,581	9,874	21,097	-	-	-	-	6,930	28,027	3.43	157	31.12.2044
99	288	874	2,796	9,469	2,829	10,819	23,117	-	-	-	-	7,593	30,709	3.70	170	31.12.2045
88	267	848	2,844	10,112	3,021	11,553	24,686	-	-	-	-	8,108	32,794	3.89	179	31.12.2046
83	262	868	3,049	11,385	3,293	12,912	27,589	-	-	-	-	9,062	36,651	4.28	196	31.12.2047
99	327	1,137	4,182	16,395	3,869	17,826	38,089	(3,255)	-	-	-	11,442	46,275	5.32	244	31.12.2048
96	331	1,201	4,630	19,056	4,720	20,915	44,691	(3,255)	-	-	-	13,610	55,046	6.23	286	31.12.2049
87	311	1,180	4,766	20,597	4,964	22,486	48,047	(3,255)	-	-	-	14,712	59,504	6.63	304	31.12.2050
77	287	1,137	4,809	21,823	6,411	24,837	53,070	-	-	10,065	-	20,738	83,873	9.20	422	31.12.2051
53	206	854	3,786	18,039	5,388	20,609	44,037	-	-	10,266	-	17,836	72,139	7.79	358	31.12.2052
35	141	611	2,836	14,187	4,238	16,208	34,633	-	-	10,472	-	14,815	59,920	6.37	292	31.12.2053
17	70	319	1,553	8,156	3,409	10,174	21,739	3,255	-	10,681	-	11,718	47,393	4.96	228	31.12.2054
7	29	138	702	3,870	2,128	5,277	11,275	3,255	-	10,895	-	8,351	33,776	3.48	160	31.12.2055
3	12	62	329	1,908	1,542	3,036	6,486	3,255	-	11,113	-	6,850	27,704	2.81	129	31.12.2056
<b>1,181</b>	<b>3,284</b>	<b>10,865</b>	<b>40,552</b>	<b>167,666</b>	<b>50,095</b>	<b>191,655</b>	<b>409,416</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>63,492</b>	<b>-</b>	<b>155,332</b>	<b>628,240</b>	<b>69.89</b>	<b>3,209</b>	<b>סה"כ</b>

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved Reserves+Probable Reserves+Possible Reserves) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר ביחס לחלקה של החברה)																
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										
14,536	14,692	14,856	15,030	15,214	4,200	-	19,414	-	1,881	2,250	-	7,734	31,278	4.56	209	1.7.2020-31.12.2020
16,523	17,241	18,025	18,883	19,827	5,475	7,987	33,289	-	1,696	5,486	-	13,293	53,764	8.51	391	31.12.2021
12,839	13,980	15,279	16,769	18,488	4,683	10,077	33,248	-	415	5,600	-	12,896	52,159	8.38	385	31.12.2022
11,124	12,639	14,441	16,604	19,222	4,957	13,566	37,744	-	-	5,766	-	14,291	57,801	9.19	422	31.12.2023
9,254	10,972	13,107	15,787	19,190	5,041	17,346	41,576	-	-	5,857	-	15,580	63,013	9.97	458	31.12.2024
5,629	6,964	8,698	10,976	14,008	5,629	16,838	36,475	-	7,083	6,009	-	16,281	65,847	10.40	477	31.12.2025
4,086	5,275	6,887	9,104	12,201	5,842	15,872	33,915	-	9,537	6,135	-	16,287	65,874	10.40	477	31.12.2026
4,917	6,624	9,042	12,522	17,620	5,722	20,534	43,876	-	3,617	6,258	-	17,655	71,406	11.03	506	31.12.2027
4,915	6,909	9,859	14,304	21,133	5,756	23,655	50,544	-	-	6,383	-	18,698	75,625	11.65	535	31.12.2028
4,164	6,108	9,113	13,851	21,488	5,513	23,753	50,754	-	-	6,510	-	18,809	76,073	11.65	535	31.12.2029
3,497	5,352	8,347	13,292	21,651	5,636	24,004	51,291	-	-	6,641	-	19,028	76,960	11.65	535	31.12.2030
2,943	4,700	7,664	12,784	21,865	5,751	24,294	51,910	-	-	6,774	-	19,275	77,959	11.65	535	31.12.2031
2,480	4,133	7,046	12,314	22,114	5,872	24,620	52,606	-	-	6,909	-	19,549	79,064	11.65	535	31.12.2032
2,095	3,644	6,494	11,890	22,419	5,975	24,979	53,374	-	-	7,047	-	19,846	80,267	11.65	535	31.12.2033
1,765	3,202	5,966	11,443	22,656	6,158	25,348	54,162	-	-	7,188	-	20,151	81,501	11.65	535	31.12.2034
1,492	2,824	5,502	11,055	22,982	6,260	25,724	54,966	-	-	7,332	-	20,463	82,760	11.65	535	31.12.2035
1,124	2,221	4,524	9,523	20,787	6,922	24,375	52,084	-	3,702	7,478	-	20,780	84,045	11.65	535	31.12.2036
905	1,867	3,974	8,765	20,089	7,037	23,862	50,988	-	5,635	7,628	-	21,104	85,355	11.65	535	31.12.2037
858	1,846	4,109	9,494	22,848	6,695	25,989	55,531	-	1,933	7,781	-	21,430	86,675	11.65	535	31.12.2038
682	1,531	3,563	8,624	21,792	7,279	25,574	54,645	-	3,702	7,936	-	21,771	88,054	11.65	535	31.12.2039
518	1,214	2,954	7,490	19,873	7,701	24,257	51,830	-	7,404	8,095	-	22,115	89,444	11.65	535	31.12.2040
495	1,210	3,078	8,176	22,777	7,241	26,407	56,425	-	3,702	8,257	-	22,462	90,846	11.65	535	31.12.2041



463	1,182	3,143	8,747	25,587	6,884	28,565	61,036	-	-	8,422	-	22,814	92,272	11.65	535	31.12.2042
392	1,043	2,900	8,454	25,966	6,997	28,997	61,959	-	-	8,590	-	23,173	93,722	11.65	535	31.12.2043
331	921	2,675	8,171	26,351	7,112	29,437	62,900	-	-	8,762	-	23,538	95,201	11.65	535	31.12.2044
280	812	2,468	7,897	26,741	7,228	29,883	63,853	-	-	8,937	-	23,909	96,699	11.65	535	31.12.2045
237	717	2,277	7,632	27,137	7,347	30,335	64,819	-	-	9,116	-	24,285	98,221	11.65	535	31.12.2046
196	620	2,058	7,227	26,981	7,408	30,252	64,641	-	-	9,299	-	24,286	98,226	11.47	527	31.12.2047
162	533	1,851	6,809	26,693	7,486	30,067	64,245	-	-	9,485	-	24,217	97,947	11.26	517	31.12.2048
126	433	1,571	6,055	24,923	7,013	28,094	60,030	-	-	9,674	-	22,895	92,599	10.48	481	31.12.2049
100	357	1,354	5,468	23,633	6,736	26,715	57,084	-	-	9,868	-	21,991	88,943	9.91	455	31.12.2050
77	287	1,137	4,809	21,823	6,411	24,837	53,070	-	-	10,065	-	20,738	83,873	9.20	422	31.12.2051
53	206	854	3,786	18,039	5,388	20,609	44,037	-	-	10,266	-	17,836	72,139	7.79	358	31.12.2052
35	141	611	2,836	14,187	4,238	16,208	34,633	-	-	10,472	-	14,815	59,920	6.37	292	31.12.2053
17	70	319	1,553	8,156	3,409	10,174	21,739	3,255	-	10,681	-	11,718	47,393	4.96	228	31.12.2054
7	29	138	702	3,870	2,128	5,277	11,275	3,255	-	10,895	-	8,351	33,776	3.48	160	31.12.2055
3	12	62	329	1,908	1,542	3,036	6,486	3,255	-	11,113	-	6,850	27,704	2.81	129	31.12.2056
109,321	142,511	205,947	349,152	742,240	218,670	791,546	1,752,456	9,765	50,305	290,963	-	690,917	2,794,406	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 מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה, לרבות לעניין התאמות המחיר לפי ההסכם עם חברת החשמל והסכם הייצוא למצרים, 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 שישפרו 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 החברה, בין היתר, כתוצאה ממחירי הגז הטבעי בשוק המקומי בפועל במועדי התאמות המחיר, והכל בהתאם למנגנוני ההתאמה כפי שנקבעו בהסכמים כאמור.

ד. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז<sup>19</sup>) ליום 30.6.2020 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	446,776	189,285	140,993	111,680	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	352,025	151,129	112,881	89,534
עתודות צפויות (Reserves Probable)	194,382	26,873	12,881	7,608	עתודות צפויות (Probable Reserves)	155,818	22,627	11,416	7,158
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	641,158	216,157	153,874	119,288	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	507,843	173,755	124,297	96,691
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	187,050	12,017	3,605	1,277	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	148,322	9,738	2,985	1,104
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	828,208	228,175	157,479	120,564	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	656,165	183,493	127,283	97,795
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	470,306	198,606	147,787	116,972	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	328,564	141,737	105,978	84,107
עתודות צפויות (Probable Reserves)	204,042	27,952	13,265	7,737	עתודות צפויות (Probable Reserves)	146,182	21,575	11,061	7,057
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	674,348	226,558	161,052	124,709	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	474,746	163,313	117,039	91,163
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	196,743	12,597	3,769	1,328	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	138,655	9,178	2,839	1,067
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	871,091	239,156	164,821	126,037	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	613,402	172,491	119,878	92,231

<sup>19</sup> 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%				
78,605	99,004	132,282	305,078	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	122,462	154,779	208,126	494,041	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
6,947	10,695	20,509	136,518	עתודות צפויות (Probable Reserves)	7,869	13,651	29,032	213,695	עתודות צפויות (Probable Reserves)
85,553	109,699	152,791	441,595	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	130,331	168,430	237,159	707,736	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1,028	2,688	8,614	128,982	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,380	3,934	13,178	206,438	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
86,581	112,388	161,405	570,577	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	131,711	172,363	250,337	914,174	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)

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 בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
89,535	112,882	151,130	352,028	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	111,071	139,405	184,944	408,609	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
7,158	11,416	22,627	155,819	עתודות צפויות (Probable Reserves)	7,742	12,976	26,259	167,110	עתודות צפויות (Probable Reserves)
96,692	124,298	173,757	507,848	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	118,813	152,381	211,203	575,719	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1,104	2,985	9,738	148,324	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,502	4,131	12,962	166,584	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
97,796	127,284	183,495	656,171	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	120,315	156,511	224,165	742,304	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)

קיסון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
84,108	105,980	141,739	328,569	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	115,773	144,798	190,800	407,766	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
7,057	11,061	21,576	146,184	עתודות צפויות (Probable Reserves)	8,121	13,791	27,905	170,560	עתודות צפויות (Probable Reserves)
91,164	117,041	163,315	474,753	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	123,894	158,589	218,705	578,326	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1,067	2,839	9,178	138,658	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,695	4,569	13,861	163,409	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
92,232	119,880	172,493	613,410	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	125,589	163,158	232,566	741,735	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)
קיסון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
78,607	99,006	132,284	305,083	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	120,595	150,349	197,090	412,897	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
6,947	10,695	20,510	136,520	עתודות צפויות (Probable Reserves)	8,461	14,365	28,638	164,458	עתודות צפויות (Probable Reserves)
85,554	109,701	152,794	441,604	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	129,056	164,715	225,728	577,355	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1,028	2,688	8,614	128,984	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,953	5,131	14,978	160,515	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
86,582	112,390	161,408	570,588	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	131,008	169,846	240,706	737,870	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)

ה. 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 החברה<sup>20</sup>:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%					קיטון בתחזית ה- CPI בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	403,643	171,453	127,739	101,177	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	395,405	169,252	126,445	100,361
עתודות צפויות (Reserves Probable)	179,106	25,233	12,331	7,452	עתודות צפויות (Probable Reserves)	171,174	24,258	11,952	7,297
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	582,749	196,686	140,070	108,629	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	566,579	193,510	138,397	107,658
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	171,059	11,093	3,351	1,202	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	164,335	10,641	3,219	1,161
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	753,808	207,779	143,421	109,831	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	730,915	204,151	141,617	108,819
גידול בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%					קיטון בתחזית תעריף ייצור החשמל בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	401,630	171,604	128,090	101,580	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	399,318	170,245	127,009	100,703
עתודות צפויות (Reserves Probable)	175,077	24,727	12,128	7,363	עתודות צפויות (Probable Reserves)	175,089	24,739	12,139	7,374
סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	576,706	196,331	140,218	108,943	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	574,406	194,984	139,148	108,077
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	167,665	10,863	3,283	1,180	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	167,666	10,865	3,284	1,181
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible)	744,371	207,195	143,501	110,123	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible)	742,073	205,848	142,433	109,258

<sup>20</sup> על אף שתעריף ייצור החשמל מושפע, בין היתר, מה- CPI, בניתוח הרגישות שבטבלה להלן, לא נלקחה בחשבון השפעה זו.

ו. 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 החברה:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז לגבי כמויות שהן מעבר ל-Take or Pay, בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Reserves Proved)	404,386	177,751	132,770	105,095	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	304,306	157,042	119,501	95,672
עתודות צפויות (Reserves Probable)	176,034	26,615	13,050	7,785	עתודות צפויות (Probable Reserves)	176,524	23,728	11,626	7,141
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable) (Reserves)	580,420	204,367	145,819	112,879	סה"כ עתודות מסוג 2P (Reserves Proved+Probable)	480,830	180,770	131,127	102,814
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	167,458	12,448	3,908	1,413	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	188,012	11,063	3,243	1,148
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possibl) (Reserves e)	747,878	216,815	149,727	114,292	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	668,842	191,834	134,370	103,962

ז. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים ביחס לכמות העתודות המשויות לכנס 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- TCF 7.7 וכ- 10.1 מיליון חביות קונדנסט בדוח הקודם, לכ- TCF 7.9 וכ- 10.3 מיליון חביות קונדנסט בדוח הנוכחי.

#### ח. נתוני הפקה

להלן מובאים נתוני הפקה בפרויקט תמר המיוחסים למחזיקי הזכויות ההוניות בחברה בשנים 2017-2019 ובשני הרבעונים הראשונים של שנת 2020:

<u>גז טבעי<sup>21</sup></u>					
שנת 2017	שנת 2018	שנת 2019	רבעון ראשון 2020	רבעון שני 2020 <sup>22</sup>	
343,043	363,951	368,713	71,141	48,577	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (ב-MMCF)
13,035	13,830	14,003	2,703	1,846	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (ב-MMCF)
5.41	5.49	5.54	5.37	5.01	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) <sup>23</sup>
0.73	1.09	1.09	1.31	1.22	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF) <sup>24</sup>
0.34	0.32	0.38	0.30	0.46	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
4.35	4.08	4.07	3.76	3.33	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
-	-	-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
4.35	4.08	4.07	3.76	3.33	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר ל-MCF)
3.4	3.3	3.3	0.66	0.45	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%) <sup>25</sup>

<sup>21</sup> הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>22</sup> נתוני ההפקה לרבעון השני לשנת 2020 מבוססים על נתונים כספיים לא סקורים.

<sup>23</sup> המחיר הממוצע ליחידת תפוקה משקלל את המחיר בפועל של החברה הכולל את מתווה מכירת גז טבעי בין פרויקט תמר ופרויקט ים תטיס, לענין זה ראו 8.1(ד) לפרק א' לדוח התקופתי.

<sup>24</sup> לפרטים אודות עדכון שיעור התמלוג בעקבות פסק הבורר בערעור ראה סעיפים 8.1(ו) ו-25.3 לפרק א' לדוח התקופתי ובאור 9(1) לדוחות הכספיים לשנת 2019 של החברה הכלולים בדוח התקופתי.

<sup>25</sup> 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 <sup>26</sup>					
רבעון שני 272020	רבעון ראשון 2020	שנת 2019	שנת 2018	שנת 2017	
64.77	92.70	482.29	477.09	454.6	סה"כ תפוקה (100%) בתקופה (באלפי חביות)
2.5	3.5	18.2	18.1	17.3	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) בתקופה (באלפי חביות)
28.18	33.93	55.60	62.95	47.46	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
6.88	8.28	10.97	12.52	6.36	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית) <sup>28</sup>
2.49	1.65	2.10	1.77	1.84	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
18.81	24.00	42.53	48.66	39.27	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
-	-	-	-	-	היטל רווחי נפט וגז
18.81	24.00	42.53	48.66	39.27	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה לאחר היטל רווחי נפט וגז (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של החברה) (דולר לחבית)
0.45	0.66	3.3	3.3	3.5	שיעור אבדן בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הקונדנסט בפרויקט (ב- %) <sup>29</sup>

#### ט. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספה 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.

<sup>26</sup> הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של החברה במחיר הממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>27</sup> נתוני ההפקה לרבעון השני לשנת 2020 מבוססים על נתונים כספיים לא סקורים.

<sup>28</sup> ראה הערת שוליים 24 לעיל.

<sup>29</sup> כמות הקונדנסט המופקת מפרויקט תמר נגזרת באופן ישיר מכמות הגז הטבעי המופקת מהפרויקט.



## י. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 19 באוגוסט 2020 ;
- (2) ציון שם התאגיד: אלון חיפושי גז טבעי בע"מ ;
- (3) המוסמכים להעריך את המשאבים, שמם ותפקידם: חיים אלמוזנינו, יו"ר דירקטוריון וצחי גרוסוסר, מנכ"ל ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין החברה ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2018) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי החברה ;
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

צחי גרוסוסר,  
מנכ"ל

חיים אלמוזנינו,  
יו"ר דירקטוריון

## 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 חיפושי גז - שותפות מוגבלת*
3.50%	אוורסט תשתיות - שותפות מוגבלת

\*החברה מחזיקה ב- 95% מהזכויות בדור חיפושי גז – שותפות מוגבלת.

בכבוד רב,

אלון חיפושי גז טבעי בע"מ

ע"י צחי גרוסוסר, מנכ"ל

ואלעד סופר, סמנכ"ל כספים

# נספח א'

August 19, 2020

Alon Natural Gas Exploration Ltd.  
France Building  
Europark, P.O.B. 10  
Yakum 60972  
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Alon Natural Gas Exploration Ltd. (Alon) to use our report dated August 19, 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 Alon 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**  
**ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. 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**  
**ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD.**

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

August 19, 2020

Alon Natural Gas Exploration Ltd.  
France Building  
Europark, P.O.B. 10  
Yakum 60972  
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 Alon Natural Gas Exploration Ltd. (Alon) interest in certain gas properties located in Tamar and Tamar Southwest Fields, Tamar Lease I/12, offshore Israel. It is our understanding that Alon owns an indirect 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 Alon, 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 Alon'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 Alon 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	300.1	10.3	0.4
Probable	2,755.0	104.7	3.6	0.1
Proved + Probable (2P)	10,652.0	404.8	13.8	0.5
Possible	2,468.3	93.8	3.2	0.1
Proved + Probable + Possible (3P)	13,120.3	498.6	17.1	0.6

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Alon 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)	399.5	247.5	170.3	127.1	100.8
Probable	175.1	61.1	24.7	12.1	7.4
Proved + Probable (2P)	574.6	308.6	195.1	139.2	108.1
Possible	167.7	40.6	10.9	3.3	1.2
Proved + Probable + Possible (3P)	742.2	349.2	205.9	142.5	109.3

Totals may not add because of rounding.

August 19, 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 August 14, 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 Alon's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Alon's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Alon'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 Alon's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Alon. Gas prices are based on a weighted average of all sales contracts according to their relative volumes and Alon'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 Alon. Operating costs are limited to direct project-level costs, insurance costs, workover costs, indirect headquarters general and administrative overhead expenses, and Alon'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 Alon.

August 19, 2020

Page 3 of 4

Capital costs used in this report were provided by Alon 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 Alon 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 Alon'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 Alon 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 Alon 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 Alon, 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 Alon. 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

August 19, 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. Elad Soffer, Chief Financial Officer of Alon, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Alon, 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 Alon.

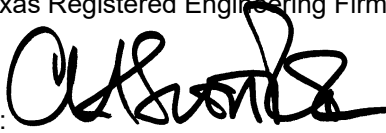
## QUALIFICATIONS

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.

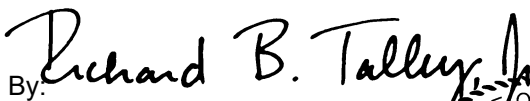
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas 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: 

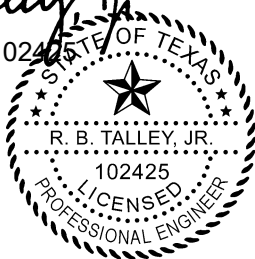
C.H. (Scott) Rees III, P.E.  
Chairman and Chief Executive Officer

By: 

Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425  
Senior Vice President

Date Signed: August 19, 2020

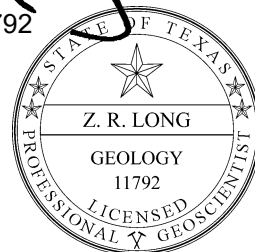
RBT:MDK



By: 

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

Date Signed: August 19, 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.

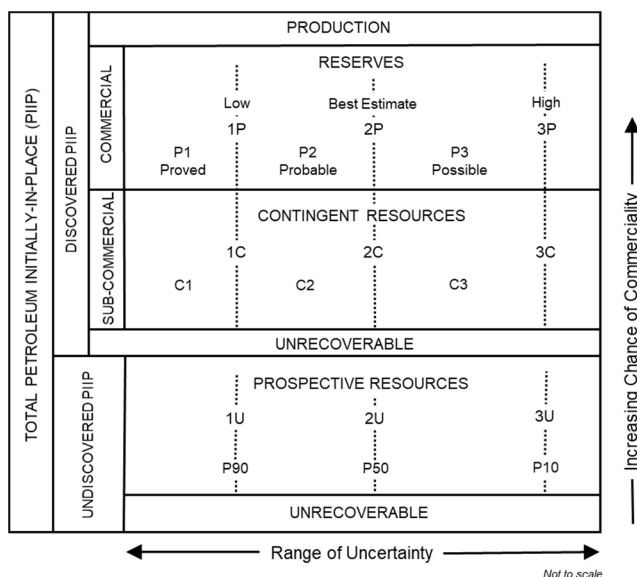


Figure 1.1—Resources classification framework

## **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).

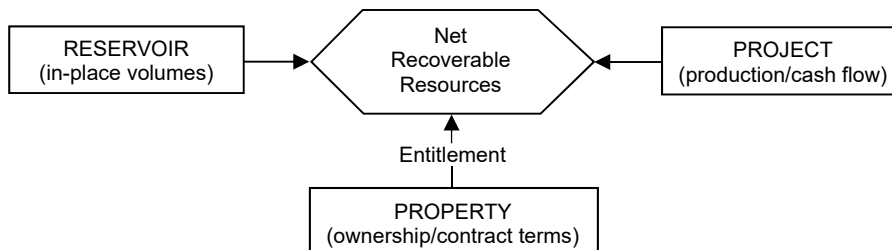


Figure 1.2—Resources evaluation

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, CO<sub>2</sub>) 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
<b>Reserves</b>	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>
<b>On Production</b>	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>
<b>Approved for Development</b>	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
<b>Justified for Development</b>	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>
<b>Contingent Resources</b>	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>
<b>Development Pending</b>	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>
<b>Development on Hold</b>	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>
<b>Development Unclassified</b>	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
<b>Development Not Viable</b>	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.
<b>Prospective Resources</b>	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.
<b>Prospect</b>	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.
<b>Lead</b>	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.
<b>Play</b>	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
<b>Developed Reserves</b>	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.
<b>Developed Producing Reserves</b>	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.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	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
<b>Undeveloped Reserves</b>	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
<b>Proved Reserves</b>	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"> <li>A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive.</li> <li>B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <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>
<b>Probable Reserves</b>	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
<b>Possible Reserves</b>	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>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	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  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2020	31.3	3.6	-	4.1	7.7	1.9	-	2.2	19.4
12-31-2021	53.8	6.2	-	7.1	13.3	2.9	-	5.5	32.1
12-31-2022	52.2	6.0	-	6.9	12.9	4.0	-	5.6	29.6
12-31-2023	57.8	6.6	-	7.6	14.3	11.8	-	5.8	25.9
12-31-2024	63.0	7.2	-	8.3	15.6	3.6	-	5.9	38.0
12-31-2025	65.8	7.6	-	8.7	16.3	-	-	6.0	43.6
12-31-2026	65.9	7.6	-	8.7	16.3	-	-	6.1	43.5
12-31-2027	71.4	8.2	-	9.4	17.7	3.7	-	6.3	43.8
12-31-2028	75.6	8.7	-	10.0	18.7	3.7	-	6.4	46.8
12-31-2029	76.1	8.7	-	10.1	18.8	-	-	6.5	50.8
12-31-2030	77.0	8.9	-	10.2	19.0	-	-	6.6	51.3
12-31-2031	78.0	9.0	-	10.3	19.3	-	-	6.8	51.9
12-31-2032	79.1	9.1	-	10.5	19.5	1.9	-	6.9	50.7
12-31-2033	80.3	9.2	-	10.6	19.8	9.3	-	7.0	44.0
12-31-2034	81.5	9.4	-	10.8	20.2	-	-	7.2	54.2
12-31-2035	82.7	9.5	-	10.9	20.4	-	-	7.3	54.9
12-31-2036	73.7	8.5	-	9.8	18.2	-	-	7.5	48.0
12-31-2037	62.6	7.2	-	8.3	15.5	-	-	7.6	39.5
12-31-2038	38.7	4.4	-	5.1	9.6	-	-	7.8	21.3
12-31-2039	36.0	4.1	-	4.8	8.9	-	-	7.9	19.1
12-31-2040	36.1	4.1	-	4.8	8.9	-	-	8.1	19.1
12-31-2041	36.0	4.1	-	4.8	8.9	-	-	8.3	18.9
12-31-2042	36.1	4.2	-	4.8	8.9	-	-	8.4	18.8
12-31-2043	36.1	4.2	-	4.8	8.9	-	-	8.6	18.6
12-31-2044	36.0	4.1	-	4.8	8.9	-	3.0	8.8	15.3
12-31-2045	29.4	3.4	-	3.9	7.3	-	3.0	8.9	10.1
12-31-2046	24.8	2.9	-	3.3	6.1	-	3.0	9.1	6.5
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	1,536.8	176.7	-	203.2	380.0	42.9	9.1	189.1	915.7

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED (1P) RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2020	-	-	19.4	23.0	4.2	15.2	15.0	14.9	14.7	14.5
12-31-2021	23.9	7.7	24.5	23.0	5.5	18.9	18.0	17.2	16.4	15.8
12-31-2022	29.8	8.8	20.8	23.0	4.9	15.9	14.4	13.1	12.0	11.0
12-31-2023	34.1	8.8	17.1	23.0	6.0	11.0	9.5	8.3	7.3	6.4
12-31-2024	39.2	14.9	23.1	23.0	5.5	17.6	14.5	12.0	10.1	8.5
12-31-2025	44.9	19.6	24.0	23.0	4.5	19.4	15.2	12.1	9.7	7.8
12-31-2026	46.8	20.3	23.1	23.0	4.4	18.7	13.9	10.5	8.1	6.3
12-31-2027	46.8	20.5	23.3	23.0	5.4	17.9	12.7	9.2	6.7	5.0
12-31-2028	46.8	21.9	24.9	23.0	5.8	19.2	13.0	8.9	6.3	4.5
12-31-2029	46.8	23.8	27.0	23.0	5.4	21.6	14.0	9.2	6.2	4.2
12-31-2030	46.8	24.0	27.3	23.0	5.5	21.8	13.4	8.4	5.4	3.5
12-31-2031	46.8	24.3	27.6	23.0	5.6	22.0	12.9	7.7	4.7	3.0
12-31-2032	46.8	23.7	27.0	23.0	5.9	21.0	11.7	6.7	3.9	2.4
12-31-2033	46.8	20.6	23.4	23.0	6.9	16.5	8.8	4.8	2.7	1.5
12-31-2034	46.8	25.3	28.8	23.0	5.8	23.0	11.6	6.1	3.3	1.8
12-31-2035	46.8	25.7	29.2	23.0	6.3	22.9	11.0	5.5	2.8	1.5
12-31-2036	46.8	22.5	25.5	23.0	5.4	20.1	9.2	4.4	2.1	1.1
12-31-2037	46.8	18.5	21.0	23.0	4.4	16.6	7.3	3.3	1.5	0.7
12-31-2038	46.8	10.0	11.4	23.0	2.3	9.1	3.8	1.6	0.7	0.3
12-31-2039	46.8	9.0	10.2	23.0	2.1	8.1	3.2	1.3	0.6	0.3
12-31-2040	46.8	8.9	10.1	23.0	2.1	8.1	3.0	1.2	0.5	0.2
12-31-2041	46.8	8.8	10.0	23.0	2.0	8.0	2.9	1.1	0.4	0.2
12-31-2042	46.8	8.8	10.0	23.0	2.0	7.9	2.7	1.0	0.4	0.1
12-31-2043	46.8	8.7	9.9	23.0	2.1	7.8	2.5	0.9	0.3	0.1
12-31-2044	46.8	7.1	8.1	23.0	2.6	5.6	1.7	0.6	0.2	0.1
12-31-2045	46.8	4.7	5.4	23.0	1.9	3.5	1.0	0.3	0.1	0.0
12-31-2046	46.8	3.0	3.5	23.0	1.5	2.0	0.6	0.2	0.1	0.0
12-31-2047	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2048	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2049	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2050	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		400.0	515.6		116.1	399.5	247.5	170.3	127.1	100.8

Totals may not add because of rounding.

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon and are its expected corporate income taxes per year.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-1.2	-	-	1.2
12-31-2022	-	-	-	-	-	-3.6	-	-	3.6
12-31-2023	-	-	-	-	-	-11.8	-	-	11.8
12-31-2024	-	-	-	-	-	-0.5	-	-	0.5
12-31-2025	-	-	-	-	-	6.3	-	-	-6.3
12-31-2026	-	-	-	-	-	7.2	-	-	-7.2
12-31-2027	-	-	-	-	-	-0.1	-	-	0.1
12-31-2028	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2032	-	-	-	-	-	-1.9	-	-	1.9
12-31-2033	-	-	-	-	-	-9.3	-	-	9.3
12-31-2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2035	0.1	0.0	-	0.0	0.0	-	-	-	0.1
12-31-2036	10.3	1.2	-	1.4	2.6	7.4	-	-	0.4
12-31-2037	22.7	2.6	-	3.0	5.6	3.9	-	-	13.2
12-31-2038	48.0	5.5	-	6.3	11.9	-	-	-	36.1
12-31-2039	52.1	6.0	-	6.9	12.9	11.1	-	-	28.1
12-31-2040	53.4	6.1	-	7.1	13.2	3.7	-	-	36.5
12-31-2041	54.6	6.3	-	7.2	13.5	-	-	-	41.1
12-31-2042	53.3	6.1	-	7.0	13.2	-	-	-	40.1
12-31-2043	46.3	5.3	-	6.1	11.4	-	-	-	34.8
12-31-2044	31.2	3.6	-	4.1	7.7	-	-3.0	-	26.5
12-31-2045	36.6	4.2	-	4.8	9.1	-	-3.0	-	30.6
12-31-2046	40.6	4.7	-	5.4	10.0	-	-3.0	-	33.6
12-31-2047	61.6	7.1	-	8.1	15.2	-	-	9.3	37.1
12-31-2048	51.7	5.9	-	6.8	12.8	-	3.3	9.5	26.2
12-31-2049	37.6	4.3	-	5.0	9.3	-	3.3	9.7	15.3
12-31-2050	29.4	3.4	-	3.9	7.3	-	3.3	9.9	9.0
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	629.4	72.4	-	83.2	155.6	7.4	0.6	38.3	427.4

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%	Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Income Taxes <sup>(3)</sup> (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
			(MM\$)	(%)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
12-31-2020	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	24.0	0.3	0.8	23.0	-0.1	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
12-31-2022	30.3	1.3	2.4	23.0	-0.3	2.6	2.4	2.2	2.0	1.8
12-31-2023	35.9	4.7	7.1	23.0	-1.1	8.2	7.1	6.1	5.4	4.7
12-31-2024	41.4	1.1	-0.5	23.0	-0.1	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2
12-31-2025	45.9	-2.5	-3.9	23.0	0.9	-4.8	-3.8	-3.0	-2.4	-1.9
12-31-2026	46.8	-3.4	-3.8	23.0	1.1	-4.9	-3.7	-2.8	-2.1	-1.7
12-31-2027	46.8	0.0	0.0	23.0	0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
12-31-2028	46.8	1.7	2.0	23.0	0.0	2.0	1.3	0.9	0.6	0.5
12-31-2029	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2030	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2031	46.8	-	-	23.0	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0	-0.0
12-31-2032	46.8	0.9	1.0	23.0	-0.1	1.1	0.6	0.4	0.2	0.1
12-31-2033	46.8	4.4	5.0	23.0	-0.9	5.9	3.1	1.7	1.0	0.5
12-31-2034	46.8	-	-	23.0	0.4	-0.4	-0.2	-0.1	-0.1	-0.0
12-31-2035	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2036	46.8	0.2	0.2	23.0	1.9	-1.7	-0.8	-0.4	-0.2	-0.1
12-31-2037	46.8	6.2	7.0	23.0	2.4	4.7	2.0	0.9	0.4	0.2
12-31-2038	46.8	16.9	19.2	23.0	4.2	15.0	6.2	2.7	1.2	0.6
12-31-2039	46.8	13.1	14.9	23.0	6.0	9.0	3.5	1.5	0.6	0.3
12-31-2040	46.8	17.1	19.4	23.0	5.1	14.3	5.4	2.1	0.9	0.4
12-31-2041	46.8	19.2	21.9	23.0	4.7	17.2	6.2	2.3	0.9	0.4
12-31-2042	46.8	18.8	21.3	23.0	4.6	16.8	5.7	2.1	0.8	0.3
12-31-2043	46.8	16.3	18.5	23.0	3.9	14.6	4.8	1.6	0.6	0.2
12-31-2044	46.8	12.4	14.1	23.0	2.0	12.2	3.8	1.2	0.4	0.2
12-31-2045	46.8	14.3	16.3	23.0	2.5	13.8	4.1	1.3	0.4	0.1
12-31-2046	46.8	15.7	17.9	23.0	2.8	15.1	4.2	1.3	0.4	0.1
12-31-2047	46.8	17.3	19.7	23.0	4.1	15.6	4.2	1.2	0.4	0.1
12-31-2048	46.8	12.2	13.9	23.0	3.6	10.3	2.6	0.7	0.2	0.1
12-31-2049	46.8	7.2	8.2	23.0	2.3	5.9	1.4	0.4	0.1	0.0
12-31-2050	46.8	4.2	4.8	23.0	1.8	3.0	0.7	0.2	0.0	0.0
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		199.8	227.5		52.4	175.1	61.1	24.7	12.1	7.4

Totals may not add because of rounding.

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon 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  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2020	31.3	3.6	-	4.1	7.7	1.9	-	2.2	19.4
12-31-2021	53.8	6.2	-	7.1	13.3	1.7	-	5.5	33.3
12-31-2022	52.2	6.0	-	6.9	12.9	0.4	-	5.6	33.2
12-31-2023	57.8	6.6	-	7.6	14.3	-	-	5.8	37.7
12-31-2024	63.0	7.2	-	8.3	15.6	3.1	-	5.9	38.5
12-31-2025	65.8	7.6	-	8.7	16.3	6.3	-	6.0	37.2
12-31-2026	65.9	7.6	-	8.7	16.3	7.2	-	6.1	36.2
12-31-2027	71.4	8.2	-	9.4	17.7	3.6	-	6.3	43.9
12-31-2028	75.6	8.7	-	10.0	18.7	-	-	6.4	50.5
12-31-2029	76.1	8.7	-	10.1	18.8	-	-	6.5	50.8
12-31-2030	77.0	8.9	-	10.2	19.0	-	-	6.6	51.3
12-31-2031	78.0	9.0	-	10.3	19.3	-	-	6.8	51.9
12-31-2032	79.1	9.1	-	10.5	19.5	-	-	6.9	52.6
12-31-2033	80.3	9.2	-	10.6	19.8	-	-	7.0	53.4
12-31-2034	81.5	9.4	-	10.8	20.2	-	-	7.2	54.2
12-31-2035	82.8	9.5	-	10.9	20.5	-	-	7.3	55.0
12-31-2036	84.0	9.7	-	11.1	20.8	7.4	-	7.5	48.4
12-31-2037	85.4	9.8	-	11.3	21.1	3.9	-	7.6	52.8
12-31-2038	86.7	10.0	-	11.5	21.4	-	-	7.8	57.5
12-31-2039	88.1	10.1	-	11.6	21.8	11.1	-	7.9	47.2
12-31-2040	89.4	10.3	-	11.8	22.1	3.7	-	8.1	55.5
12-31-2041	90.6	10.4	-	12.0	22.4	-	-	8.3	60.0
12-31-2042	89.4	10.3	-	11.8	22.1	-	-	8.4	58.9
12-31-2043	82.4	9.5	-	10.9	20.4	-	-	8.6	53.4
12-31-2044	67.2	7.7	-	8.9	16.6	-	-	8.8	41.8
12-31-2045	66.0	7.6	-	8.7	16.3	-	-	8.9	40.7
12-31-2046	65.4	7.5	-	8.7	16.2	-	-	9.1	40.1
12-31-2047	61.6	7.1	-	8.1	15.2	-	-	9.3	37.1
12-31-2048	51.7	5.9	-	6.8	12.8	-	3.3	9.5	26.2
12-31-2049	37.6	4.3	-	5.0	9.3	-	3.3	9.7	15.3
12-31-2050	29.4	3.4	-	3.9	7.3	-	3.3	9.9	9.0
12-31-2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2,166.2	249.1	-	286.5	535.6	50.3	9.8	227.5	1,343.0

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%	Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Income Taxes <sup>(3)</sup> (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
			(MM\$)	(%)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
12-31-2020	-	-	19.4	23.0	4.2	15.2	15.0	14.9	14.7	14.5
12-31-2021	24.0	8.0	25.3	23.0	5.5	19.8	18.9	18.0	17.2	16.5
12-31-2022	30.3	10.1	23.2	23.0	4.7	18.5	16.8	15.3	14.0	12.8
12-31-2023	35.9	13.6	24.2	23.0	5.0	19.2	16.6	14.4	12.6	11.1
12-31-2024	41.4	16.0	22.6	23.0	5.4	17.2	14.1	11.7	9.8	8.3
12-31-2025	45.9	17.1	20.1	23.0	5.5	14.6	11.5	9.1	7.3	5.9
12-31-2026	46.8	16.9	19.3	23.0	5.5	13.7	10.2	7.7	5.9	4.6
12-31-2027	46.8	20.5	23.3	23.0	5.7	17.6	12.5	9.0	6.6	4.9
12-31-2028	46.8	23.7	26.9	23.0	5.8	21.1	14.3	9.9	6.9	4.9
12-31-2029	46.8	23.8	27.0	23.0	5.5	21.5	13.9	9.1	6.1	4.2
12-31-2030	46.8	24.0	27.3	23.0	5.6	21.7	13.3	8.3	5.4	3.5
12-31-2031	46.8	24.3	27.6	23.0	5.8	21.9	12.8	7.7	4.7	2.9
12-31-2032	46.8	24.6	28.0	23.0	5.9	22.1	12.3	7.0	4.1	2.5
12-31-2033	46.8	25.0	28.4	23.0	6.0	22.4	11.9	6.5	3.6	2.1
12-31-2034	46.8	25.3	28.8	23.0	6.2	22.7	11.4	6.0	3.2	1.8
12-31-2035	46.8	25.7	29.2	23.0	6.3	22.9	11.0	5.5	2.8	1.5
12-31-2036	46.8	22.6	25.7	23.0	7.4	18.4	8.4	4.0	2.0	1.0
12-31-2037	46.8	24.7	28.1	23.0	6.8	21.3	9.3	4.2	2.0	1.0
12-31-2038	46.8	26.9	30.6	23.0	6.4	24.1	10.0	4.3	1.9	0.9
12-31-2039	46.8	22.1	25.1	23.0	8.1	17.1	6.7	2.8	1.2	0.5
12-31-2040	46.8	26.0	29.5	23.0	7.1	22.4	8.4	3.3	1.4	0.6
12-31-2041	46.8	28.1	31.9	23.0	6.7	25.2	9.0	3.4	1.3	0.5
12-31-2042	46.8	27.6	31.3	23.0	6.6	24.7	8.4	3.0	1.1	0.4
12-31-2043	46.8	25.0	28.4	23.0	6.0	22.5	7.3	2.5	0.9	0.3
12-31-2044	46.8	19.6	22.2	23.0	4.5	17.7	5.5	1.8	0.6	0.2
12-31-2045	46.8	19.1	21.7	23.0	4.4	17.3	5.1	1.6	0.5	0.2
12-31-2046	46.8	18.8	21.4	23.0	4.3	17.0	4.8	1.4	0.4	0.1
12-31-2047	46.8	17.3	19.7	23.0	4.1	15.6	4.2	1.2	0.4	0.1
12-31-2048	46.8	12.2	13.9	23.0	3.6	10.3	2.6	0.7	0.2	0.1
12-31-2049	46.8	7.2	8.2	23.0	2.3	5.9	1.4	0.4	0.1	0.0
12-31-2050	46.8	4.2	4.8	23.0	1.8	3.0	0.7	0.2	0.0	0.0
12-31-2051	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2052	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2053	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2054	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2055	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2056	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
Total		599.9	743.1		168.6	574.6	308.6	195.1	139.2	108.1

Totals may not add because of rounding.

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon 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  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2024	-	-	-	-	-	-3.1	-	-	3.1
12-31-2025	-	-	-	-	-	0.8	-	-	-0.8
12-31-2026	-	-	-	-	-	2.3	-	-	-2.3
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-31-2036	-	-	-	-	-	-3.7	-	-	3.7
12-31-2037	-	-	-	-	-	1.8	-	-	-1.8
12-31-2038	-	-	-	-	-	1.9	-	-	-1.9
12-31-2039	-	-	-	-	-	-7.4	-	-	7.4
12-31-2040	-	-	-	-	-	3.7	-	-	-3.7
12-31-2041	0.2	0.0	-	0.0	0.1	3.7	-	-	-3.5
12-31-2042	2.9	0.3	-	0.4	0.7	-	-	-	2.1
12-31-2043	11.3	1.3	-	1.5	2.8	-	-	-	8.5
12-31-2044	28.0	3.2	-	3.7	6.9	-	-	-	21.1
12-31-2045	30.7	3.5	-	4.1	7.6	-	-	-	23.1
12-31-2046	32.8	3.8	-	4.3	8.1	-	-	-	24.7
12-31-2047	36.7	4.2	-	4.8	9.1	-	-	-	27.6
12-31-2048	46.3	5.3	-	6.1	11.4	-	-3.3	-	38.1
12-31-2049	55.0	6.3	-	7.3	13.6	-	-3.3	-	44.7
12-31-2050	59.5	6.8	-	7.9	14.7	-	-3.3	-	48.0
12-31-2051	83.9	9.6	-	11.1	20.7	-	-	10.1	53.1
12-31-2052	72.1	8.3	-	9.5	17.8	-	-	10.3	44.0
12-31-2053	59.9	6.9	-	7.9	14.8	-	-	10.5	34.6
12-31-2054	47.4	5.5	-	6.3	11.7	-	3.3	10.7	21.7
12-31-2055	33.8	3.9	-	4.5	8.4	-	3.3	10.9	11.3
12-31-2056	27.7	3.2	-	3.7	6.8	-	3.3	11.1	6.5
Total	628.2	72.2	-	83.1	155.3	-	-	63.5	409.4

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%	Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Income Taxes <sup>(3)</sup> (MM\$)	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
			(MM\$)	(%)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
12-31-2020	-	-	-	23.0	-	-	-	-	-	-
12-31-2021	24.0	0.0	-0.0	23.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2022	30.3	0.0	-0.0	23.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2023	35.9	0.0	-0.0	23.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0
12-31-2024	41.7	1.4	1.7	23.0	-0.3	2.0	1.6	1.4	1.1	1.0
12-31-2025	46.2	-0.3	-0.5	23.0	0.1	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3
12-31-2026	46.8	-1.1	-1.2	23.0	0.3	-1.5	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5
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	-0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	46.8	1.7	2.0	23.0	-0.5	2.4	1.1	0.5	0.3	0.1
12-31-2037	46.8	-0.8	-0.9	23.0	0.3	-1.2	-0.5	-0.2	-0.1	-0.1
12-31-2038	46.8	-0.9	-1.0	23.0	0.3	-1.3	-0.5	-0.2	-0.1	-0.0
12-31-2039	46.8	3.5	3.9	23.0	-0.8	4.7	1.9	0.8	0.3	0.1
12-31-2040	46.8	-1.7	-2.0	23.0	0.6	-2.5	-1.0	-0.4	-0.2	-0.1
12-31-2041	46.8	-1.7	-1.9	23.0	0.5	-2.4	-0.9	-0.3	-0.1	-0.1
12-31-2042	46.8	1.0	1.1	23.0	0.3	0.9	0.3	0.1	0.0	0.0
12-31-2043	46.8	4.0	4.5	23.0	1.0	3.5	1.1	0.4	0.1	0.1
12-31-2044	46.8	9.9	11.2	23.0	2.6	8.6	2.7	0.9	0.3	0.1
12-31-2045	46.8	10.8	12.3	23.0	2.8	9.5	2.8	0.9	0.3	0.1
12-31-2046	46.8	11.6	13.1	23.0	3.0	10.1	2.8	0.8	0.3	0.1
12-31-2047	46.8	12.9	14.7	23.0	3.3	11.4	3.0	0.9	0.3	0.1
12-31-2048	46.8	17.8	20.3	23.0	3.9	16.4	4.2	1.1	0.3	0.1
12-31-2049	46.8	20.9	23.8	23.0	4.7	19.1	4.6	1.2	0.3	0.1
12-31-2050	46.8	22.5	25.6	23.0	5.0	20.6	4.8	1.2	0.3	0.1
12-31-2051	46.8	24.8	28.2	23.0	6.4	21.8	4.8	1.1	0.3	0.1
12-31-2052	46.8	20.6	23.4	23.0	5.4	18.0	3.8	0.9	0.2	0.1
12-31-2053	46.8	16.2	18.4	23.0	4.2	14.2	2.8	0.6	0.1	0.0
12-31-2054	46.8	10.2	11.6	23.0	3.4	8.2	1.6	0.3	0.1	0.0
12-31-2055	46.8	5.3	6.0	23.0	2.1	3.9	0.7	0.1	0.0	0.0
12-31-2056	46.8	3.0	3.5	23.0	1.5	1.9	0.3	0.1	0.0	0.0
Total		191.7	217.8		50.1	167.7	40.6	10.9	3.3	1.2

Totals may not add because of rounding.

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon 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  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2020	31.3	3.6	-	4.1	7.7	1.9	-	2.2	19.4
12-31-2021	53.8	6.2	-	7.1	13.3	1.7	-	5.5	33.3
12-31-2022	52.2	6.0	-	6.9	12.9	0.4	-	5.6	33.2
12-31-2023	57.8	6.6	-	7.6	14.3	-	-	5.8	37.7
12-31-2024	63.0	7.2	-	8.3	15.6	-	-	5.9	41.6
12-31-2025	65.8	7.6	-	8.7	16.3	7.1	-	6.0	36.5
12-31-2026	65.9	7.6	-	8.7	16.3	9.5	-	6.1	33.9
12-31-2027	71.4	8.2	-	9.4	17.7	3.6	-	6.3	43.9
12-31-2028	75.6	8.7	-	10.0	18.7	-	-	6.4	50.5
12-31-2029	76.1	8.7	-	10.1	18.8	-	-	6.5	50.8
12-31-2030	77.0	8.9	-	10.2	19.0	-	-	6.6	51.3
12-31-2031	78.0	9.0	-	10.3	19.3	-	-	6.8	51.9
12-31-2032	79.1	9.1	-	10.5	19.5	-	-	6.9	52.6
12-31-2033	80.3	9.2	-	10.6	19.8	-	-	7.0	53.4
12-31-2034	81.5	9.4	-	10.8	20.2	-	-	7.2	54.2
12-31-2035	82.8	9.5	-	10.9	20.5	-	-	7.3	55.0
12-31-2036	84.0	9.7	-	11.1	20.8	3.7	-	7.5	52.1
12-31-2037	85.4	9.8	-	11.3	21.1	5.6	-	7.6	51.0
12-31-2038	86.7	10.0	-	11.5	21.4	1.9	-	7.8	55.5
12-31-2039	88.1	10.1	-	11.6	21.8	3.7	-	7.9	54.6
12-31-2040	89.4	10.3	-	11.8	22.1	7.4	-	8.1	51.8
12-31-2041	90.8	10.4	-	12.0	22.5	3.7	-	8.3	56.4
12-31-2042	92.3	10.6	-	12.2	22.8	-	-	8.4	61.0
12-31-2043	93.7	10.8	-	12.4	23.2	-	-	8.6	62.0
12-31-2044	95.2	10.9	-	12.6	23.5	-	-	8.8	62.9
12-31-2045	96.7	11.1	-	12.8	23.9	-	-	8.9	63.9
12-31-2046	98.2	11.3	-	13.0	24.3	-	-	9.1	64.8
12-31-2047	98.2	11.3	-	13.0	24.3	-	-	9.3	64.6
12-31-2048	97.9	11.3	-	13.0	24.2	-	-	9.5	64.2
12-31-2049	92.6	10.6	-	12.2	22.9	-	-	9.7	60.0
12-31-2050	88.9	10.2	-	11.8	22.0	-	-	9.9	57.1
12-31-2051	83.9	9.6	-	11.1	20.7	-	-	10.1	53.1
12-31-2052	72.1	8.3	-	9.5	17.8	-	-	10.3	44.0
12-31-2053	59.9	6.9	-	7.9	14.8	-	-	10.5	34.6
12-31-2054	47.4	5.5	-	6.3	11.7	-	3.3	10.7	21.7
12-31-2055	33.8	3.9	-	4.5	8.4	-	3.3	10.9	11.3
12-31-2056	27.7	3.2	-	3.7	6.8	-	3.3	11.1	6.5
Total	2,794.4	321.4	-	369.6	690.9	50.3	9.8	291.0	1,752.5

Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue	Corporate	Corporate	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
			After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0%	Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Income Taxes <sup>(3)</sup> (MM\$)	Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
			(MM\$)	(%)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
12-31-2020	-	-	19.4	23.0	4.2	15.2	15.0	14.9	14.7	14.5
12-31-2021	24.0	8.0	25.3	23.0	5.5	19.8	18.9	18.0	17.2	16.5
12-31-2022	30.3	10.1	23.2	23.0	4.7	18.5	16.8	15.3	14.0	12.8
12-31-2023	35.9	13.6	24.2	23.0	5.0	19.2	16.6	14.4	12.6	11.1
12-31-2024	41.7	17.3	24.2	23.0	5.0	19.2	15.8	13.1	11.0	9.3
12-31-2025	46.2	16.8	19.6	23.0	5.6	14.0	11.0	8.7	7.0	5.6
12-31-2026	46.8	15.9	18.0	23.0	5.8	12.2	9.1	6.9	5.3	4.1
12-31-2027	46.8	20.5	23.3	23.0	5.7	17.6	12.5	9.0	6.6	4.9
12-31-2028	46.8	23.7	26.9	23.0	5.8	21.1	14.3	9.9	6.9	4.9
12-31-2029	46.8	23.8	27.0	23.0	5.5	21.5	13.9	9.1	6.1	4.2
12-31-2030	46.8	24.0	27.3	23.0	5.6	21.7	13.3	8.3	5.4	3.5
12-31-2031	46.8	24.3	27.6	23.0	5.8	21.9	12.8	7.7	4.7	2.9
12-31-2032	46.8	24.6	28.0	23.0	5.9	22.1	12.3	7.0	4.1	2.5
12-31-2033	46.8	25.0	28.4	23.0	6.0	22.4	11.9	6.5	3.6	2.1
12-31-2034	46.8	25.3	28.8	23.0	6.2	22.7	11.4	6.0	3.2	1.8
12-31-2035	46.8	25.7	29.2	23.0	6.3	23.0	11.1	5.5	2.8	1.5
12-31-2036	46.8	24.4	27.7	23.0	6.9	20.8	9.5	4.5	2.2	1.1
12-31-2037	46.8	23.9	27.1	23.0	7.0	20.1	8.8	4.0	1.9	0.9
12-31-2038	46.8	26.0	29.5	23.0	6.7	22.8	9.5	4.1	1.8	0.9
12-31-2039	46.8	25.6	29.1	23.0	7.3	21.8	8.6	3.6	1.5	0.7
12-31-2040	46.8	24.3	27.6	23.0	7.7	19.9	7.5	3.0	1.2	0.5
12-31-2041	46.8	26.4	30.0	23.0	7.2	22.8	8.2	3.1	1.2	0.5
12-31-2042	46.8	28.6	32.5	23.0	6.9	25.6	8.7	3.1	1.2	0.5
12-31-2043	46.8	29.0	33.0	23.0	7.0	26.0	8.5	2.9	1.0	0.4
12-31-2044	46.8	29.4	33.5	23.0	7.1	26.4	8.2	2.7	0.9	0.3
12-31-2045	46.8	29.9	34.0	23.0	7.2	26.7	7.9	2.5	0.8	0.3
12-31-2046	46.8	30.3	34.5	23.0	7.3	27.1	7.6	2.3	0.7	0.2
12-31-2047	46.8	30.3	34.4	23.0	7.4	27.0	7.2	2.1	0.6	0.2
12-31-2048	46.8	30.1	34.2	23.0	7.5	26.7	6.8	1.9	0.5	0.2
12-31-2049	46.8	28.1	31.9	23.0	7.0	24.9	6.1	1.6	0.4	0.1
12-31-2050	46.8	26.7	30.4	23.0	6.7	23.6	5.5	1.4	0.4	0.1
12-31-2051	46.8	24.8	28.2	23.0	6.4	21.8	4.8	1.1	0.3	0.1
12-31-2052	46.8	20.6	23.4	23.0	5.4	18.0	3.8	0.9	0.2	0.1
12-31-2053	46.8	16.2	18.4	23.0	4.2	14.2	2.8	0.6	0.1	0.0
12-31-2054	46.8	10.2	11.6	23.0	3.4	8.2	1.6	0.3	0.1	0.0
12-31-2055	46.8	5.3	6.0	23.0	2.1	3.9	0.7	0.1	0.0	0.0
12-31-2056	46.8	3.0	3.5	23.0	1.5	1.9	0.3	0.1	0.0	0.0
Total		791.5	960.9		218.7	742.2	349.2	205.9	142.5	109.3

Totals may not add because of rounding.

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Alon.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Alon 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  
ALON NATURAL GAS EXPLORATION LTD. INTEREST  
TAMAR AND TAMAR SOUTHWEST FIELDS, TAMAR LEASE I/12, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF JUNE 30, 2020

Year	Alon Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2020 <sup>(2)</sup>	4.58	5.23	1.28	0.36	3.59	1.1
2019	14.10	5.57	1.10	0.38	4.09	3.3
2018	13.93	5.53	1.10	0.32	4.11	3.3
2017	13.13	5.43	0.73	0.34	4.37	3.4

Note: Values in this table have been provided by Alon; these values are based on historical production data since January 2017 and include condensate revenue and costs.

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

<sup>(2)</sup> 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 <sup>(1)</sup> (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 <sup>(2)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(3)</sup>			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.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> 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.

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

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

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)</sup> (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) <sup>(2)</sup>			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.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.