



# ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

## ("השותפות")

15 בינואר, 2023

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

ג.א.נ.,

### הנדון: דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לויתן

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 20.2.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-020062) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2021 ("התזרים המהוון הקודם"), ובהמשך לאמור בדוח המידי אשר פרסמה השותפות ביום 15.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-006930), אודות פרסום תסקיף על-ידי חברת Capricorn Energy PLC, אשר כולל דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון (ביחס לעתודות בלבד) בחזקות לויתן ליום 30.9.2022, אשר נערך על-פי דרישות הדין הזר, מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 30.9.2022, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים").<sup>1</sup> יובהר כי, בכוונת השותפות לפרסם בשבועות הקרובים דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון בחזקות לויתן ליום 31.12.2022, כנדרש על-פי דין.

#### 1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מ-Netherlands, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים במאגר לויתן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI כולל שני חלקים, כמפורט להלן:

- דוח עתודות בהפקה (on production). נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות אלו, ליום 30.9.2022, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.
- דוח משאבים מותנים, בו חולקו המשאבים לשתי קטגוריות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:
  - (1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א' לפיתוח מאגר לויתן, המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים (ראו סעיף 7.2.5(ד) לדוח התקופתי), בהתקנת צינור הולכה תת-ימי שלישי מהמאגר לפלטפורמה ("הצינור השלישי"), בהקמת תשתיות הפקה והולכה, ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז

<sup>1</sup> למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-194 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2021, כפי שפורסם ביום 24.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033988) ("הדוח התקופתי"). יצוין כי, הדוח אשר צורף לתסקיף כאמור, המכונה (CPR) Competent Person Report, כולל נתוני תזרים מהוון מעתודות בלבד, בשונה מדוח המשאבים בהתאם למתכונת הדיווח של השותפות בישראל, הכולל נתוני תזרים מהוון הן מעתודות והן ממשאבים מותנים. עוד יצוין כי, אין כל שינוי מהותי בין ה-CPR לבין דוח המשאבים, לרבות בנתוני הכמויות וסיווג העתודות והמשאבים המותנים.

טבעי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותננים בשלב זה, ליום 30.9.2022, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המותננים בקבלת החלטות השקעה נוספות, בהתאם לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' שצוין לעיל) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי.

כמצוין בדוח המשאבים, במהלך שלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2022, עד ליום 30.9.2022, מכרו שותפי לווייתן כ- 8.5 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 1.9 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (במונחי 100%, חלק השותפות כ- 860 מיליון דולר).

על-פי נתוני התזרים המהוון ליום 30.9.2022, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותננים מסוג 2P+2C בשיעור היוון של 10% עלה בכ- 3.5%, לכ- 4.68 מיליארד דולר ביחס לתזרים המהוון הקודם, וזאת על אף הפקדה של כ- 8.5 BCM במהלך שלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2022. לפרטים אודות השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

מעבר למצוין בדוח המשאבים, במהלך שנת 2022, מכרו שותפי לווייתן כ- 11.4 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.5 מיליארד דולר (במונחי 100%, חלק השותפות כ- 1.15 מיליארד דולר).<sup>2</sup>

#### (א) עתודות במאגר לווייתן

##### (1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ- NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 30.9.2022, שלב הבשלות של הפרויקט אליו מיוחסות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט הינו "בהפקה" (on production). עתודות אלו הינן כמפורט להלן:

קטגוריית עתודות <sup>3</sup>		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>4</sup>	
		גז טבעי Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	קונדנסט BCF
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)		11,933.2	26.3	4,283.3	9.4
עתודות צפויות (Probable Reserves)		1,146.0	2.5	405.3	0.9
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)		13,079.3	28.8	4,688.6	10.3
עתודות אפשריות (Possible Reserves)		808.3	1.8	285.9	0.6

<sup>2</sup> יובהר כי, נתוני המכירה לשנת 2022 המפורטים לעיל אינם מבוקרים וכפופים לקבלת נתונים סופיים מהמפעילה (כהגדרתה להלן) ולניתוחים סופיים המתבצעים כחלק מתהליכי הבקרה והדיווח השוטפים של השותפות לסוף תקופות הדיווח השנה.

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

<sup>4</sup> בדוח שקיבלה השותפות מ- NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 1,850 BCF ושל כ- 4.1 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 7.2.7 לדוח התקופתי. לפרטים בקשר עם חישוב מועד החזר ההשקעה, ראו סעיפים 7.24.7 ו- 7.25.6 לדוח התקופתי.

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>4</sup>		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות <sup>3</sup>
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
10.9	4,974.4	30.6	13,887.6	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות שאינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). יש 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).

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכונים פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה 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 חתימת הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI או על מסחריותן; ו- (ד) NSAI הניחה כי המאגר מפותח בהתאם לתוכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהייה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה במאגר לויתן, Chevron Mediterranean Ltd. ("המפעילה" או "שברון"), והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. 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 המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לויתן בפועל.

### (3) נתוני תזרים מהוון

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

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לויתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לויתן בשלב 1א

בלבד.<sup>5</sup> יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy<sup>6</sup>, כמפורט בסעיף 7.10.3(ד) לדוח התקופתי ("ההסכם לייצוא למצרים"), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 7.10.3(ג) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")<sup>7</sup> ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, צפון ותנין;<sup>8</sup> ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלו שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר ממאגר לווייתן מבוססות, בין היתר, על ממוצע משוקלל של מחירי הגז הטבעי הנקובים בהסכמים הקיימים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם ולהנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר<sup>9</sup> או למחיר הברנט.

תעריף ייצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל לישראל בע"מ, ובכלל זה עלות הדלקים שלה, עלויות הון ותפעול המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. ההנחות בתזרים לגבי השינויים בתעריף ייצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO.

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, ה-IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם לכך הונח בתזרים כי מחיר הברנט בשנת 2023

<sup>5</sup> כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו סעיפים 7.2.5(ו) ו-7.11.2(י) לדוח התקופתי וסעיף 8 לדוח הרבעון השלישי של שנת 2022 כפי שפורסם ביום 24.11.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-141286) ("דוח רבעון שלישי"), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

<sup>6</sup> ההסכם נחתם עם Dolphinus Holdings Limited, אשר הסבה בחודש יוני 2020 את ההסכם לייצוא למצרים ל-Blue Ocean Energy.

<sup>7</sup> תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2023 – כ-14.4; 2024 – כ-15.5; 2025 – כ-17; 2026 – כ-18.6. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ובעולם, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

<sup>8</sup> ביום 26.10.2022 דיווחה Energean Oil and Gas Plc על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש, וביום 28.10.2022 החלה להזרים גז ללקוחותיה. לפרטים ראו סעיף 2(א) לדוח רבעון שלישי.

<sup>9</sup> שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ-3.3 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים והוא מבוסס על שערי החליפין הנקובים בתחזית BDO כאמור.

יעמוד על כ- 90 דולר, ירד לכ- 82 דולר בשנת 2027, ויעלה לכ- 91 דולר החל משנת 2031 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)<sup>10</sup> או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט. לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לויתן, ראו סעיפים 7.10.4 (ב) ו-7.10.4 (ג) לדוח התקופתי, סעיף 9 לדוח הרבעון הראשון של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 23.5.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-062278) ("דוח רבעון ראשון"), הדוח המידי של השותפות מיום 1.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-112711) וסעיף 9 לדוח רבעון שלישי.

(ג) עלויות התפעול (operating expenses או OPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, תשלום עלויות הולכה לצדדים שלישיים וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות התפעול של הפרויקט. עלויות אלו מיוצגות ברמת השדה וכן ליחידת הפקה. עלויות התפעול בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenses או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים הנובע מעתודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לויתן, לרבות השלמת קידוח "לויתן-8" וחיבורו למערכת ההפקה הקיימת, הוצאות לעבודות הנדסיות והשתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכת גז טבעי<sup>11</sup> וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, ובכלל זאת, הנחת תשתית נוספת ועבודות הנדסיות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המותנים (שלב 1א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת הצינור השלישי מהמאגר לפלטפורמה,<sup>12</sup> להתקנת תשתיות, לציוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, והינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח של מאגר לויתן, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות נטישה (decommissioning) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכתה באשר לעלות אטימת ונטישת הבארות, ולעלות נטישת הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, תחת ההנחה שהפרויקט יסתיים בשנת 2064 ובהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט ולסטנדרטים המיטביים המקובלים בתעשייה (best industry standards) כיום. עם זאת, ייתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו (יצוין כי, התאריך הנוכחי של פקיעת החזקות הינו 13.2.2044, אולם בכפוף לחוק הנפט ניתן להאריכו ב- 20 שנים נוספות). עלויות אלה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לויתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

<sup>10</sup> הסכם הייצוא למצרים כולל מנגנון לעדכון המחיר בשיעור של עד 10% (תוספת או הפחתה) לאחר השנה החמישית ולאחר השנה העשירית של ההסכם בהתקיים תנאים מסויימים הקבועים בהסכם. יצוין כי, לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

<sup>11</sup> על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 17.02.2022 ו-1.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-019438 ו-2022-01-023718), סעיפים 7.11.2 (ה) ו-7.11.2 (ה) לדוח התקופתי, סעיף 10 לדוח רבעון ראשון, סעיף 8 לדוח רבעון שני ודוח מידי של השותפות מיום 28.12.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-157144). בחודש ינואר 2023 עדכנה נתג'ז אודות תקלה באונייה המבצעת עבודות תשתית להנחת הצנרת הימית כחלק מפרויקט מערכת ההולכה הימית אשדוד-אשקלון, אשר בעקבותיה אין וודאות בנוגע למועד השלמת הפרויקט וייתכנו עיכובים.

<sup>12</sup> לפרטים ראו סעיף 3 לדוח רבעון שלישי. בחודש נובמבר 2022 אישרו שותפי לויתן למפעילה בפרויקט הוצאה ראשונית של עד 45 מיליון דולר (100%) בקשר עם הנחת הצינור השלישי מהמאגר לפלטפורמה, בין היתר, לצורך ביצוע התקשרויות ראשוניות עם ספקים, שימור מועדי אספקה וביצוע עבודות תכנון הנדסיות, בכדי לאפשר את ביצוע הפרויקט בלוחות זמנים מואצים ולהבשילו לקראת קבלת החלטת השקעה סופית כחלק מהתקציב הכולל.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים הוא 4.14% לפני מועד החזר ההשקעה ו- 8.74% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.22.8(ב) לדוח התקופתי.

(ז) בחישובי המס נלקח בחשבון מס חברות בשיעור של 23%.

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט ("ההיטל"), בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 ("החוק"), אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד המיזמים הפועלים בחזקות לויתן לצרכי החוק ("המיזמים"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של המיזמים שהוגשו לרשות המיסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל ביטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט.<sup>13</sup> כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת בעלות הזכויות במיזמים לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: התשלומים המיוחסים למיזמים (עלויות ההפקה, עיקר ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזמים יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.10.2022, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק ואשר צפוי להיות מופק החל מיום 1.10.2022.

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

#### השינויים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם שנערך ליום 31.12.2021 נובעים, בין היתר, מעדכון ההנחות המפורטות להלן. יצוין כי, עליית השווי בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם נובעת בעיקרה מעדכון התחזיות בקשר עם מחיר הברנט.

א. עודכנו היקף ההוצאות והמכירות בפועל בשלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2022, וכן עודכנה תחזית המכירות לשנת 2022, מ-10.65 BCM גז טבעי ל-11.25 BCM גז טבעי, כפי שהיה ידוע ביום 30.9.2022. יובהר כי, היקף המכירות בפועל במהלך שנה זו עמד על כ-11.4 BCM גז טבעי.

ב. עודכן היקף ההשקעות בשנים 2022-2023, בעיקר בקשר עם השלמת קידוח "לויתן-8", כמפורט בסעיף 3 לדוח הרבעון השני של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 18.8.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-104980) ("דוח רבעון שני"), ובקשר עם מזכר הבנות להזרמת קונדנסט ממאגר לויתן באמצעות המערכות של חברת תשתיות אנרגיה בע"מ, כמפורט בדוח המידי של השותפות מיום 1.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-112711), ובסעיף 9 לדוח רבעון שלישי.

ג. עודכנו תחזיות מחיר הברנט, תעריף ייצור החשמל ושער החליפין שקל-דולר.

ד. התזרים המהוון הנוכחי, הנובע מעתודות, אינו מביא בחשבון את ההשקעה בצינור השלישי מהמאגר לפלטפורמה, כמפורט בסעיף 3 לדוח רבעון שלישי, מכיוון שטרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בעניין על-ידי שותפי לויתן.

<sup>13</sup> יצוין כי, נכון למועד זה, נחתמו שומות היטל עם רשות המיסים עד וכולל בגין שנת 2018.

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 30.9.2022, באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבמאגר לויתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
22,658	22,779	22,906	22,972	23,040	23,180	142,612	-	165,792	-	20,820	38,265	-	42,428	267,304	2.57	184	31.12.2022
495,624	511,700	529,047	538,248	547,831	568,249	118,443	-	686,692	-	50,929	130,692	-	160,982	1,029,295	9.77	759	31.12.2023
464,872	500,817	541,331	563,554	587,245	639,588	122,031	-	761,619	-	-	122,071	-	163,832	1,047,522	10.00	777	31.12.2024
373,721	420,123	474,751	505,735	539,542	617,015	115,288	-	732,304	-	-	120,289	-	193,039	1,045,632	10.04	780	31.12.2025
283,722	332,817	393,188	428,589	468,126	562,112	98,889	36,382	697,383	-	-	119,829	-	207,377	1,024,589	10.04	780	31.12.2026
188,844	231,153	285,496	318,438	356,095	448,968	65,092	181,383	695,443	-	-	122,344	-	207,523	1,025,309	10.04	780	31.12.2027
146,117	186,630	240,983	275,040	314,888	416,864	55,559	236,489	708,912	-	-	123,651	-	211,272	1,043,836	10.04	780	31.12.2028
110,472	147,237	198,758	232,123	272,081	378,204	45,264	274,347	697,814	-	-	144,218	-	213,675	1,055,707	10.04	780	31.12.2029
78,343	108,955	153,767	183,756	220,516	321,852	82,193	326,631	730,676	-	-	123,668	-	216,800	1,071,144	10.04	780	31.12.2030
64,489	93,588	138,082	168,850	207,452	317,924	82,894	352,599	753,417	-	-	123,775	-	222,598	1,099,790	10.04	780	31.12.2031
53,591	81,152	125,178	156,629	197,020	317,033	83,807	352,619	753,458	-	-	123,861	-	222,630	1,099,949	10.04	780	31.12.2032
44,394	70,149	113,123	144,838	186,526	315,155	85,877	352,787	753,819	-	-	123,777	-	222,700	1,100,296	10.04	780	31.12.2033
35,870	59,144	99,712	130,635	172,241	305,570	85,004	343,588	734,162	-	-	144,389	-	222,942	1,101,493	10.04	780	31.12.2034
29,698	51,097	90,061	120,736	162,978	303,594	90,652	346,818	741,064	-	-	100,891	-	213,656	1,055,611	10.04	780	31.12.2035
24,748	44,432	81,873	112,311	155,216	303,591	90,655	346,818	741,063	-	-	100,891	-	213,655	1,055,610	10.04	780	31.12.2036
20,284	38,000	73,205	102,756	145,391	298,593	89,191	341,133	728,918	-	-	100,805	-	210,552	1,040,274	9.89	768	31.12.2037
16,359	31,979	64,406	92,507	134,007	288,974	86,317	330,143	705,434	-	-	100,639	-	204,550	1,010,623	9.60	746	31.12.2038
12,790	26,090	54,933	80,737	119,741	271,121	80,984	309,746	661,851	-	-	121,086	-	198,679	981,616	9.33	725	31.12.2039
10,663	22,696	49,960	75,135	114,085	271,232	81,017	309,873	662,122	-	-	100,333	-	193,481	955,936	9.07	705	31.12.2040
8,635	19,178	44,134	67,917	105,582	263,566	78,728	301,115	643,409	-	-	100,198	-	188,699	932,306	8.83	686	31.12.2041
6,987	16,194	38,961	61,350	97,644	255,937	76,449	292,399	624,784	-	-	100,066	-	183,939	908,790	8.60	668	31.12.2042
5,657	13,680	34,409	55,443	90,342	248,639	74,269	284,062	606,969	-	-	99,940	-	179,386	886,296	8.38	651	31.12.2043
4,305	10,863	28,565	47,096	78,569	227,049	67,820	259,396	554,266	-	-	120,321	-	171,184	845,771	7.99	621	31.12.2044
3,621	9,535	26,212	44,222	75,531	229,183	68,457	261,834	559,475	-	-	99,605	-	167,249	826,329	7.80	606	31.12.2045
2,939	8,075	23,209	40,066	70,063	223,219	66,676	255,021	544,916	-	-	99,502	-	163,528	807,946	7.62	592	31.12.2046
2,383	6,834	20,534	36,273	64,940	217,244	64,891	248,194	530,328	-	-	99,398	-	159,800	789,527	7.44	578	31.12.2047
1,935	5,788	18,182	32,866	60,241	211,600	63,205	241,745	516,550	-	-	99,301	-	156,279	772,130	7.27	565	31.12.2048
1,507	4,706	15,456	28,588	53,647	197,859	59,101	226,047	483,006	-	-	119,816	-	152,973	755,795	7.11	552	31.12.2049
1,278	4,164	14,297	27,058	51,986	201,320	60,135	230,001	491,456	-	-	99,123	-	149,866	740,445	6.96	541	31.12.2050
1,039	3,532	12,676	24,550	48,289	196,353	58,651	224,327	479,331	-	-	99,037	-	146,767	725,135	6.81	529	31.12.2051
845	2,998	11,251	22,296	44,901	191,705	57,263	219,017	467,984	-	-	98,956	-	143,868	710,808	6.67	518	31.12.2052
687	2,544	9,980	20,238	41,726	187,057	55,874	213,706	456,636	-	-	98,876	-	140,968	696,480	6.53	507	31.12.2053
534	2,061	8,454	17,542	37,028	174,299	52,063	199,130	425,492	-	-	119,408	-	138,275	683,175	6.40	497	31.12.2054
456	1,838	7,883	16,737	36,170	178,770	53,399	204,239	436,407	-	-	98,733	-	135,798	670,938	6.28	488	31.12.2055
371	1,560	6,993	15,193	33,616	174,453	52,109	199,307	425,870	-	-	98,658	-	133,105	657,633	6.15	478	31.12.2056
301	1,323	6,200	13,783	31,223	170,137	50,820	194,375	415,332	-	-	98,583	-	130,412	644,327	6.02	468	31.12.2057
246	1,126	5,516	12,548	29,100	166,499	49,734	190,220	406,452	-	-	98,520	-	128,143	633,115	5.91	459	31.12.2058
190	906	4,640	10,801	25,646	154,073	46,022	176,023	376,118	-	-	119,058	-	125,657	620,833	5.79	450	31.12.2059
163	811	4,340	10,338	25,131	158,530	47,353	181,115	386,997	-	-	98,383	-	123,171	608,550	5.67	441	31.12.2060



**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
132	687	3,847	9,375	23,333	154,544	46,163	176,562	377,269	-	-	98,314	-	120,684	596,267	5.55	431	31.12.2061
111	600	3,514	8,765	22,333	155,318	41,097	172,787	369,203	-	-	98,256	-	118,623	586,082	5.45	423	31.12.2062
90	510	3,120	7,961	20,769	151,665	40,006	168,613	360,285	-	-	98,193	-	116,344	574,822	5.34	415	31.12.2063
(31)	(183)	(1,171)	(3,058)	(8,166)	(62,615)	4,571	-	(58,044)	95,651	-	16,483	-	13,726	67,816	0.63	49	31.12.2064
<b>2,521,641</b>	<b>3,099,870</b>	<b>4,081,964</b>	<b>4,881,536</b>	<b>6,083,661</b>	<b>11,395,223</b>	<b>3,036,623</b>	<b>9,560,592</b>	<b>23,992,438</b>	<b>95,651</b>	<b>71,749</b>	<b>4,562,203</b>	<b>-</b>	<b>7,130,812</b>	<b>35,852,853</b>	<b>337.9</b>	<b>26,238</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
(2,140)	(2,151)	(2,163)	(2,169)	(2,176)	(2,189)	(654)	-	(2,843)	-	-	15,758	-	2,270	15,185	0.15	12	31.12.2022
56,479	58,311	60,287	61,336	62,428	64,755	19,342	-	84,097	-	-	10,217	-	17,485	111,799	1.10	85	31.12.2023
63,918	68,861	74,431	77,487	80,744	87,941	26,268	-	114,209	-	-	12,815	-	23,550	150,574	1.48	115	31.12.2024
49,729	55,903	63,172	67,295	71,794	82,102	24,524	-	106,627	-	-	12,754	-	48,778	168,159	1.67	130	31.12.2025
8,026	9,415	11,122	12,124	13,242	15,901	4,750	111,278	131,929	-	-	13,269	-	36,846	182,043	1.86	145	31.12.2026
16,111	19,720	24,356	27,167	30,379	38,303	11,441	81,982	131,726	-	-	13,268	-	36,794	181,788	1.86	145	31.12.2027
10,158	12,974	16,752	19,120	21,890	28,979	8,656	97,068	134,703	-	-	13,344	-	37,569	185,616	1.86	145	31.12.2028
5,243	6,988	9,434	11,017	12,914	17,950	5,362	99,686	122,999	-	-	13,192	-	34,560	170,751	1.68	131	31.12.2029
7,102	9,877	13,939	16,657	19,990	29,176	8,715	62,140	100,031	-	-	13,020	-	28,688	141,739	1.35	105	31.12.2030
6,706	9,732	14,359	17,559	21,573	33,061	9,875	37,771	80,708	-	-	6,981	-	22,252	109,941	1.05	82	31.12.2031
4,016	6,082	9,381	11,738	14,765	23,759	7,097	27,144	58,001	-	-	6,867	-	16,461	81,328	0.77	60	31.12.2032
2,089	3,301	5,323	6,815	8,777	14,829	4,429	16,942	36,200	-	-	6,666	-	10,878	53,743	0.50	39	31.12.2033
809	1,334	2,248	2,946	3,884	6,890	2,058	7,872	16,821	-	-	6,528	-	5,925	29,274	0.26	20	31.12.2034
64	111	196	262	354	659	197	753	1,610	-	-	2,435	-	1,026	5,070	0.03	2	31.12.2035
(514)	(923)	(1,701)	(2,334)	(3,225)	(6,309)	(1,884)	(7,207)	(15,400)	-	-	2,314	-	(3,321)	(16,407)	(0.18)	(14)	31.12.2036
(541)	(1,014)	(1,953)	(2,741)	(3,878)	(7,965)	(2,379)	(9,100)	(19,444)	-	-	2,285	-	(4,354)	(21,513)	(0.23)	(18)	31.12.2037
(263)	(514)	(1,036)	(1,488)	(2,155)	(4,648)	(1,388)	(5,310)	(11,347)	-	-	2,343	-	(2,285)	(11,289)	(0.13)	(10)	31.12.2038
(78)	(160)	(337)	(495)	(734)	(1,663)	(497)	(1,900)	(4,059)	-	-	2,394	-	(422)	(2,087)	(0.04)	(3)	31.12.2039
66	140	307	462	702	1,669	499	1,907	4,074	-	-	2,452	-	1,656	8,182	0.06	5	31.12.2040
142	316	727	1,119	1,739	4,341	1,297	4,959	10,597	-	-	2,498	-	3,323	16,418	0.14	11	31.12.2041
191	443	1,065	1,677	2,669	6,995	2,089	7,991	17,075	-	-	2,544	-	4,979	24,598	0.22	17	31.12.2042
212	513	1,289	2,077	3,385	9,317	2,783	10,644	22,744	-	-	2,584	-	6,427	31,755	0.29	23	31.12.2043
299	754	1,982	3,268	5,452	15,756	4,706	18,001	38,464	-	-	2,695	-	10,445	51,603	0.48	37	31.12.2044
280	739	2,030	3,425	5,851	17,752	5,303	20,282	43,337	-	-	2,729	-	11,690	57,756	0.54	42	31.12.2045
260	714	2,052	3,542	6,194	19,735	5,895	22,546	48,175	-	-	2,764	-	12,926	63,866	0.60	47	31.12.2046
235	675	2,028	3,582	6,412	21,451	6,407	24,507	52,366	-	-	2,793	-	13,997	69,156	0.65	51	31.12.2047
217	649	2,037	3,682	6,750	23,709	7,082	27,086	57,877	-	-	2,829	-	15,405	76,110	0.70	54	31.12.2048
191	595	1,955	3,616	6,785	25,026	7,475	28,592	61,093	-	-	2,851	-	16,227	80,171	0.74	57	31.12.2049
167	545	1,873	3,544	6,809	26,370	7,877	30,127	64,374	-	-	2,875	-	17,065	84,314	0.78	61	31.12.2050
146	498	1,787	3,462	6,809	27,687	8,270	31,632	67,589	-	-	2,897	-	17,887	88,374	0.82	64	31.12.2051
125	443	1,664	3,298	6,641	28,354	8,469	32,393	69,217	-	-	2,909	-	18,303	90,428	0.84	65	31.12.2052
108	399	1,566	3,176	6,547	29,352	8,768	33,534	71,654	-	-	2,926	-	18,926	93,506	0.87	68	31.12.2053
92	355	1,456	3,021	6,377	30,019	8,967	34,296	73,281	-	-	2,938	-	19,341	95,560	0.89	69	31.12.2054
77	312	1,338	2,840	6,138	30,339	9,062	34,661	74,063	-	-	2,943	-	19,541	96,547	0.90	70	31.12.2055
66	277	1,243	2,700	5,975	31,006	9,261	35,423	75,690	-	-	2,955	-	19,957	98,602	0.92	71	31.12.2056

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
56	246	1,154	2,566	5,812	31,672	9,461	36,185	77,318	-	-	2,966	-	20,373	100,657	0.94	73	<b>31.12.2057</b>
47	214	1,049	2,386	5,533	31,660	9,457	36,170	77,286	-	-	2,966	-	20,365	100,618	0.94	73	<b>31.12.2058</b>
40	190	974	2,266	5,381	32,326	9,656	36,931	78,913	-	-	2,978	-	20,781	102,672	0.96	75	<b>31.12.2059</b>
34	169	903	2,152	5,230	32,993	9,855	37,693	80,540	-	-	2,989	-	21,197	104,726	0.98	76	<b>31.12.2060</b>
29	150	838	2,042	5,082	33,659	10,054	38,455	82,168	-	-	3,001	-	21,613	106,781	1.00	78	<b>31.12.2061</b>
24	130	761	1,899	4,838	33,645	10,050	38,438	82,134	-	-	3,001	-	21,604	106,738	1.00	78	<b>31.12.2062</b>
20	115	706	1,802	4,701	34,329	10,254	39,219	83,802	-	-	3,012	-	22,030	108,844	1.02	79	<b>31.12.2063</b>
4	24	154	402	1,073	8,226	2,457	-	10,683	-	-	560	-	2,853	14,095	0.13	10	<b>31.12.2064</b>
<b>230,041</b>	<b>267,449</b>	<b>330,750</b>	<b>386,301</b>	<b>479,450</b>	<b>1,008,919</b>	<b>301,366</b>	<b>1,180,793</b>	<b>2,491,078</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>225,106</b>	<b>-</b>	<b>691,607</b>	<b>3,407,790</b>	<b>32.5</b>	<b>2,521</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM 100%) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
20,518	20,628	20,743	20,803	20,864	20,991	141,958	-	162,949	-	20,820	54,022	-	44,697	282,489	2.72	196	31.12.2022
552,103	570,010	589,334	599,583	610,259	633,003	137,786	-	770,789	-	50,929	140,909	-	178,467	1,141,094	10.87	845	31.12.2023
528,790	569,678	615,762	641,041	667,989	727,529	148,299	-	875,828	-	-	134,886	-	187,382	1,198,096	11.48	892	31.12.2024
423,450	476,027	537,923	573,030	611,336	699,118	139,812	-	838,930	-	-	133,044	-	241,817	1,213,791	11.71	910	31.12.2025
291,748	342,232	404,311	440,713	481,369	578,013	103,638	147,661	829,312	-	-	133,098	-	244,222	1,206,632	11.90	925	31.12.2026
204,955	250,874	309,852	345,605	386,474	487,270	76,533	263,365	827,169	-	-	135,611	-	244,316	1,207,097	11.90	925	31.12.2027
156,275	199,604	257,735	294,159	336,777	445,842	64,215	333,557	843,615	-	-	136,996	-	248,841	1,229,452	11.90	925	31.12.2028
115,715	154,225	208,192	243,141	284,995	396,154	50,625	374,033	820,813	-	-	157,410	-	248,235	1,226,458	11.72	911	31.12.2029
85,445	118,832	167,706	200,413	240,505	351,028	90,908	388,771	830,707	-	-	136,689	-	245,488	1,212,883	11.39	885	31.12.2030
71,196	103,320	152,442	186,408	229,025	350,986	92,769	390,371	834,125	-	-	130,757	-	244,850	1,209,731	11.09	862	31.12.2031
57,607	87,234	134,559	168,367	211,785	340,793	90,903	379,763	811,459	-	-	130,727	-	239,090	1,181,277	10.81	840	31.12.2032
46,483	73,450	118,446	151,653	195,302	329,984	90,306	369,729	790,019	-	-	130,443	-	233,578	1,154,040	10.54	819	31.12.2033
36,679	60,478	101,960	133,581	176,125	312,460	87,063	351,460	750,983	-	-	150,917	-	228,867	1,130,767	10.30	800	31.12.2034
29,763	51,208	90,257	120,998	163,332	304,253	90,849	347,571	742,674	-	-	103,326	-	214,682	1,060,682	10.07	782	31.12.2035
24,234	43,508	80,171	109,977	151,990	297,282	88,771	339,610	725,663	-	-	103,205	-	210,335	1,039,203	9.86	766	31.12.2036
19,743	36,987	71,252	100,014	141,513	290,628	86,812	332,033	709,473	-	-	103,091	-	206,197	1,018,761	9.66	751	31.12.2037
16,096	31,465	63,370	91,019	131,852	284,326	84,929	324,833	694,088	-	-	102,982	-	202,265	999,334	9.47	736	31.12.2038
12,712	25,930	54,596	80,242	119,006	269,458	80,487	307,847	657,792	-	-	123,480	-	198,257	979,529	9.29	722	31.12.2039
10,728	22,836	50,267	75,597	114,787	272,901	81,516	311,780	666,196	-	-	102,785	-	195,138	964,118	9.13	709	31.12.2040
8,777	19,494	44,861	69,036	107,321	267,907	80,024	306,075	654,006	-	-	102,697	-	192,022	948,724	8.97	697	31.12.2041
7,178	16,636	40,026	63,027	100,312	262,931	78,538	300,390	641,859	-	-	102,610	-	188,918	933,388	8.82	685	31.12.2042
5,869	14,193	35,698	57,520	93,727	257,956	77,052	294,706	629,713	-	-	102,524	-	185,813	918,051	8.67	674	31.12.2043
4,603	11,617	30,547	50,365	84,022	242,806	72,526	277,397	592,730	-	-	123,016	-	181,628	897,374	8.47	658	31.12.2044
3,901	10,273	28,242	47,648	81,382	246,936	73,760	282,116	602,811	-	-	102,334	-	178,939	884,084	8.34	648	31.12.2045
3,199	8,789	25,261	43,609	76,257	242,954	72,571	277,567	593,092	-	-	102,265	-	176,455	871,812	8.22	639	31.12.2046
2,619	7,509	22,562	39,855	71,352	238,695	71,298	272,701	582,694	-	-	102,191	-	173,797	858,682	8.09	629	31.12.2047
2,151	6,437	20,220	36,548	66,990	235,308	70,287	268,832	574,427	-	-	102,129	-	171,684	848,240	7.97	619	31.12.2048
1,698	5,302	17,411	32,204	60,432	222,885	66,576	254,639	544,100	-	-	122,667	-	169,200	835,967	7.85	610	31.12.2049
1,446	4,710	16,170	30,603	58,795	227,690	68,011	260,129	555,830	-	-	101,997	-	166,931	824,759	7.74	601	31.12.2050
1,185	4,030	14,464	28,011	55,098	224,041	66,921	255,959	546,920	-	-	101,934	-	164,654	813,509	7.63	593	31.12.2051
970	3,442	12,915	25,594	51,542	220,059	65,732	251,410	537,200	-	-	101,865	-	162,170	801,236	7.51	583	31.12.2052
795	2,943	11,546	23,413	48,273	216,409	64,642	247,240	528,290	-	-	101,802	-	159,893	789,986	7.40	575	31.12.2053
626	2,416	9,910	20,563	43,406	204,317	61,030	233,426	498,773	-	-	122,346	-	157,616	778,735	7.29	566	31.12.2054
534	2,150	9,221	19,577	42,308	209,109	62,461	238,900	510,470	-	-	101,676	-	155,339	767,485	7.18	558	31.12.2055
437	1,837	8,236	17,893	39,590	205,459	61,371	234,730	501,560	-	-	101,613	-	153,062	756,234	7.07	549	31.12.2056
358	1,569	7,354	16,349	37,035	201,809	60,281	230,560	492,649	-	-	101,550	-	150,785	744,984	6.96	541	31.12.2057
293	1,340	6,565	14,933	34,633	198,159	59,190	226,390	483,739	-	-	101,487	-	148,508	733,733	6.85	532	31.12.2058
229	1,096	5,614	13,067	31,027	186,399	55,678	212,955	455,031	-	-	122,036	-	146,437	723,505	6.75	524	31.12.2059
196	979	5,244	12,490	30,361	191,522	57,208	218,808	467,538	-	-	101,372	-	144,367	713,277	6.65	517	31.12.2060

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
161	837	4,684	11,417	28,415	188,204	56,217	215,016	459,437	-	-	101,314	-	142,297	703,048	6.55	509	31.12.2061
135	731	4,276	10,663	27,171	188,964	51,147	211,225	451,336	-	-	101,257	-	140,227	692,820	6.45	501	31.12.2062
110	625	3,826	9,763	25,470	185,994	50,260	207,833	444,087	-	-	101,206	-	138,374	683,666	6.36	494	31.12.2063
(27)	(159)	(1,017)	(2,656)	(7,094)	(54,389)	7,028	-	(47,361)	95,651	-	17,042	-	16,579	81,911	0.76	59	31.12.2064
<b>2,751,682</b>	<b>3,367,319</b>	<b>4,412,714</b>	<b>5,267,837</b>	<b>6,563,111</b>	<b>12,404,142</b>	<b>3,337,989</b>	<b>10,741,385</b>	<b>26,483,516</b>	<b>95,651</b>	<b>71,749</b>	<b>4,787,309</b>	<b>-</b>	<b>7,822,419</b>	<b>39,260,643</b>	<b>370.4</b>	<b>28,759</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
11,568	11,630	11,695	11,728	11,763	11,835	3,535	-	15,370	-	-	1,850	-	3,026	20,246	0.20	16	31.12.2022
53,901	55,649	57,536	58,536	59,578	61,799	18,459	-	80,258	-	-	7,117	-	16,199	103,574	1.04	81	31.12.2023
16,270	17,528	18,946	19,724	20,553	22,385	6,686	-	29,072	-	-	4,978	-	13,030	47,079	0.46	36	31.12.2024
5,018	5,641	6,375	6,791	7,245	8,285	2,475	-	10,760	-	-	4,834	-	8,789	24,383	0.23	18	31.12.2025
(14,969)	(17,559)	(20,744)	(22,612)	(24,698)	(29,656)	(8,858)	40,597	2,083	-	-	5,115	-	1,827	9,024	0.04	3	31.12.2026
(3,522)	(4,311)	(5,324)	(5,938)	(6,641)	(8,373)	(2,501)	14,416	3,542	-	-	5,122	-	2,199	10,863	0.04	3	31.12.2027
(2,656)	(3,393)	(4,381)	(5,000)	(5,725)	(7,579)	(2,264)	11,758	1,915	-	-	5,129	-	1,787	8,831	0.04	3	31.12.2028
627	836	1,128	1,317	1,544	2,147	641	12,722	15,510	-	-	5,213	-	5,259	25,982	0.22	17	31.12.2029
2,791	3,881	5,477	6,545	7,855	11,464	3,424	13,097	27,986	-	-	5,303	-	8,447	41,736	0.38	30	31.12.2030
2,099	3,046	4,494	5,496	6,752	10,348	3,091	11,822	25,261	-	-	2,339	-	7,004	34,604	0.35	27	31.12.2031
1,956	2,962	4,569	5,717	7,192	11,572	3,457	13,221	28,250	-	-	(2,744)	-	6,472	31,978	0.34	26	31.12.2032
1,842	2,910	4,693	6,008	7,738	13,073	3,905	14,936	31,914	-	-	(6,521)	-	6,444	31,838	0.35	27	31.12.2033
1,467	2,419	4,079	5,344	7,046	12,500	3,734	14,280	30,514	-	-	(4,573)	-	6,583	32,524	0.35	27	31.12.2034
1,105	1,901	3,350	4,491	6,062	11,292	3,373	12,901	27,566	-	-	932	-	7,232	35,729	0.36	28	31.12.2035
920	1,652	3,045	4,177	5,772	11,290	3,372	12,898	27,561	-	-	932	-	7,230	35,723	0.36	28	31.12.2036
790	1,479	2,850	4,000	5,660	11,624	3,472	13,280	28,376	-	-	938	-	7,439	36,752	0.37	29	31.12.2037
696	1,360	2,739	3,933	5,698	12,287	3,670	14,038	29,995	-	-	949	-	7,852	38,797	0.39	30	31.12.2038
611	1,246	2,624	3,857	5,720	12,951	3,868	14,796	31,615	-	-	960	-	8,266	40,841	0.41	32	31.12.2039
510	1,085	2,388	3,591	5,453	12,965	3,873	14,812	31,650	-	-	961	-	8,275	40,885	0.41	32	31.12.2040
447	993	2,285	3,517	5,467	13,647	4,076	15,591	33,314	-	-	972	-	8,701	42,987	0.43	33	31.12.2041
382	884	2,128	3,351	5,333	13,979	4,175	15,970	34,124	-	-	978	-	8,908	44,010	0.44	34	31.12.2042
333	806	2,026	3,265	5,320	14,642	4,374	16,728	35,743	-	-	990	-	9,321	46,054	0.46	36	31.12.2043
303	765	2,012	3,318	5,535	15,995	4,778	18,274	39,046	-	-	1,013	-	10,165	50,224	0.50	39	31.12.2044
263	693	1,906	3,215	5,491	16,661	4,977	19,034	40,672	-	-	1,024	-	10,581	52,277	0.52	40	31.12.2045
224	615	1,767	3,050	5,334	16,993	5,076	19,414	41,483	-	-	1,030	-	10,788	53,301	0.53	41	31.12.2046
194	557	1,675	2,958	5,296	17,717	5,292	20,241	43,251	-	-	1,042	-	11,240	55,533	0.55	43	31.12.2047
177	530	1,665	3,009	5,516	19,375	5,787	22,135	47,297	-	-	1,067	-	12,273	60,636	0.58	45	31.12.2048
153	477	1,565	2,895	5,433	20,039	5,986	22,893	48,918	-	-	1,079	-	12,687	62,683	0.60	47	31.12.2049
131	428	1,469	2,781	5,342	20,689	6,180	23,636	50,505	-	-	1,090	-	13,093	64,687	0.62	48	31.12.2050
113	384	1,379	2,670	5,251	21,353	6,378	24,395	52,125	-	-	1,101	-	13,507	66,733	0.64	50	31.12.2051
100	355	1,331	2,638	5,312	22,680	6,775	25,911	55,366	-	-	1,124	-	14,335	70,825	0.68	53	31.12.2052
87	322	1,263	2,561	5,281	23,676	7,072	27,049	57,796	-	-	1,142	-	14,956	73,894	0.71	55	31.12.2053
76	292	1,197	2,483	5,241	24,671	7,369	28,186	60,227	-	-	1,159	-	15,577	76,963	0.74	57	31.12.2054
66	267	1,146	2,434	5,260	25,999	7,766	29,703	63,468	-	-	1,182	-	16,406	81,055	0.78	61	31.12.2055
57	241	1,082	2,351	5,202	26,995	8,063	30,840	65,898	-	-	1,199	-	17,027	84,124	0.81	63	31.12.2056

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
50	220	1,032	2,294	5,198	28,322	8,460	32,357	69,139	-	-	1,222	-	17,855	88,216	0.85	66	31.12.2057
44	203	993	2,259	5,240	29,982	8,956	34,253	73,190	-	-	1,251	-	18,890	93,331	0.90	70	31.12.2058
38	182	933	2,172	5,156	30,977	9,253	35,391	75,621	-	-	1,268	-	19,511	96,400	0.93	72	31.12.2059
33	165	884	2,107	5,121	32,305	9,650	36,907	78,862	-	-	1,291	-	20,340	100,492	0.97	75	31.12.2060
29	151	846	2,061	5,130	33,979	10,150	38,820	82,949	-	-	1,320	-	21,384	105,653	1.02	79	31.12.2061
25	136	799	1,992	5,077	35,307	10,546	40,337	86,190	-	-	1,343	-	22,212	109,745	1.06	82	31.12.2062
22	122	746	1,905	4,969	36,286	10,839	41,456	88,580	-	-	1,360	-	22,823	112,763	1.09	85	31.12.2063
4	24	155	405	1,080	8,284	2,474	-	10,758	-	-	649	-	2,895	14,302	0.14	11	31.12.2064
<b>84,375</b>	<b>99,776</b>	<b>137,822</b>	<b>179,396</b>	<b>257,153</b>	<b>742,760</b>	<b>221,863</b>	<b>849,095</b>	<b>1,813,718</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>65,726</b>	<b>-</b>	<b>478,835</b>	<b>2,358,279</b>	<b>22.9</b>	<b>1,778</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתדות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
32,087	32,258	32,438	32,531	32,627	32,826	145,493	-	178,319	-	20,820	55,872	-	47,723	302,735	2.92	211	31.12.2022
606,004	625,659	646,870	658,120	669,837	694,802	156,245	-	851,047	-	50,929	148,026	-	194,666	1,244,669	11.91	925	31.12.2023
545,060	587,206	634,709	660,765	688,542	749,914	154,985	-	904,900	-	-	139,863	-	200,413	1,245,175	11.94	928	31.12.2024
428,468	481,668	544,298	579,820	618,580	707,403	142,287	-	849,690	-	-	137,877	-	250,606	1,238,174	11.94	928	31.12.2025
276,779	324,673	383,567	418,101	456,671	548,357	94,780	188,258	831,395	-	-	138,213	-	246,049	1,215,657	11.94	928	31.12.2026
201,433	246,563	304,528	339,666	379,834	478,898	74,032	277,781	830,711	-	-	140,734	-	246,515	1,217,959	11.94	928	31.12.2027
153,618	196,211	253,354	289,159	331,053	438,264	61,952	345,315	845,530	-	-	142,124	-	250,628	1,238,283	11.94	928	31.12.2028
116,342	155,060	209,320	244,458	286,539	398,301	51,267	386,755	836,323	-	-	162,623	-	253,494	1,252,440	11.94	928	31.12.2029
88,236	122,713	173,183	206,958	248,360	362,492	94,332	401,868	858,693	-	-	141,991	-	253,935	1,254,619	11.77	914	31.12.2030
73,295	106,366	156,936	191,904	235,777	361,334	95,860	402,193	859,386	-	-	133,096	-	251,853	1,244,335	11.44	889	31.12.2031
59,563	90,196	139,128	174,085	218,976	352,365	94,360	392,984	839,709	-	-	127,983	-	245,563	1,213,254	11.15	866	31.12.2032
48,325	76,360	123,139	157,661	203,040	343,057	94,211	384,665	821,933	-	-	123,922	-	240,022	1,185,877	10.89	846	31.12.2033
38,146	62,897	106,039	138,925	183,170	324,960	90,796	365,740	781,496	-	-	146,344	-	235,450	1,163,290	10.65	827	31.12.2034
30,867	53,109	93,606	125,489	169,394	315,545	94,222	360,472	770,240	-	-	104,258	-	221,914	1,096,411	10.43	810	31.12.2035
25,154	45,161	83,216	114,154	157,763	308,572	92,143	352,509	753,224	-	-	104,137	-	217,565	1,074,926	10.22	794	31.12.2036
20,533	38,466	74,101	104,015	147,173	302,252	90,284	345,313	737,849	-	-	104,028	-	213,636	1,055,513	10.03	779	31.12.2037
16,791	32,825	66,108	94,953	137,550	296,613	88,599	338,871	724,083	-	-	103,931	-	210,118	1,038,131	9.86	766	31.12.2038
13,323	27,176	57,220	84,098	124,726	282,409	84,356	322,643	689,407	-	-	124,441	-	206,523	1,020,371	9.70	754	31.12.2039
11,238	23,921	52,655	79,188	120,241	285,866	85,388	326,592	697,846	-	-	103,745	-	203,413	1,005,004	9.54	741	31.12.2040
9,224	20,487	47,146	72,553	112,788	281,554	84,100	321,666	687,320	-	-	103,669	-	200,722	991,711	9.40	730	31.12.2041
7,560	17,521	42,153	66,378	105,645	276,910	82,713	316,360	675,983	-	-	103,589	-	197,825	977,397	9.26	719	31.12.2042
6,202	14,998	37,725	60,785	99,048	272,598	81,425	311,434	665,456	-	-	103,514	-	195,135	964,105	9.13	709	31.12.2043
4,907	12,382	32,559	53,682	89,557	258,801	77,304	295,671	631,776	-	-	124,029	-	191,794	947,598	8.97	697	31.12.2044
4,165	10,966	30,148	50,862	86,873	263,597	78,737	301,150	643,483	-	-	103,358	-	189,520	936,361	8.86	688	31.12.2045
3,422	9,404	27,028	46,659	81,590	259,947	77,647	296,981	634,575	-	-	103,295	-	187,243	925,113	8.75	680	31.12.2046
2,813	8,066	24,236	42,813	76,648	256,412	76,591	292,942	625,945	-	-	103,234	-	185,037	914,215	8.64	671	31.12.2047
2,329	6,967	21,885	39,558	72,506	254,683	76,074	290,967	621,724	-	-	103,196	-	183,957	908,877	8.55	664	31.12.2048
1,851	5,778	18,976	35,099	65,865	242,924	72,562	277,532	593,017	-	-	123,746	-	181,887	898,650	8.45	657	31.12.2049
1,577	5,137	17,639	33,383	64,137	248,379	74,191	283,765	606,335	-	-	103,087	-	180,024	889,446	8.36	650	31.12.2050
1,298	4,414	15,842	30,681	60,349	245,393	73,299	280,353	599,046	-	-	103,036	-	178,161	880,242	8.27	643	31.12.2051
1,070	3,796	14,246	28,232	56,854	242,739	72,506	277,321	592,566	-	-	102,990	-	176,505	872,061	8.19	636	31.12.2052
882	3,265	12,810	25,975	53,554	240,085	71,714	274,289	586,087	-	-	102,944	-	174,849	863,880	8.11	630	31.12.2053
701	2,708	11,107	23,046	48,647	228,989	68,399	261,612	559,000	-	-	123,505	-	173,193	855,699	8.03	624	31.12.2054
600	2,418	10,367	22,011	47,568	235,108	70,227	268,603	573,938	-	-	102,858	-	171,744	848,540	7.96	618	31.12.2055
494	2,079	9,318	20,244	44,792	232,454	69,434	265,570	567,458	-	-	102,812	-	170,089	840,358	7.88	612	31.12.2056



**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
408	1,789	8,386	18,644	42,233	230,131	68,740	262,917	561,789	-	-	102,772	-	168,640	833,200	7.81	607	31.12.2057
337	1,543	7,558	17,193	39,874	228,140	68,146	260,643	556,929	-	-	102,737	-	167,398	827,064	7.75	602	31.12.2058
267	1,278	6,547	15,239	36,183	217,376	64,931	248,345	530,652	-	-	123,304	-	165,949	819,905	7.68	597	31.12.2059
230	1,144	6,128	14,596	35,483	223,827	66,857	255,715	546,399	-	-	102,663	-	164,707	813,769	7.62	592	31.12.2060
190	988	5,530	13,478	33,545	222,183	66,366	253,837	542,386	-	-	102,634	-	163,681	808,701	7.57	588	31.12.2061
160	867	5,075	12,656	32,248	224,270	61,694	251,562	537,526	-	-	102,600	-	162,439	802,565	7.51	583	31.12.2062
132	747	4,572	11,668	30,439	222,280	61,099	249,288	532,667	-	-	102,565	-	161,197	796,429	7.45	579	31.12.2063
(23)	(135)	(862)	(2,251)	(6,013)	(46,106)	9,503	-	(36,603)	95,651	-	17,691	-	19,473	96,213	0.90	70	31.12.2064
<b>2,836,058</b>	<b>3,467,096</b>	<b>4,550,536</b>	<b>5,447,233</b>	<b>6,820,264</b>	<b>13,146,902</b>	<b>3,559,852</b>	<b>11,590,480</b>	<b>28,297,234</b>	<b>95,651</b>	<b>71,749</b>	<b>4,853,034</b>	<b>-</b>	<b>8,301,254</b>	<b>41,618,923</b>	<b>393.3</b>	<b>30,537</b>	<b>סה"כ</b>

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, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית 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 מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-

ידי השותפות<sup>15</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%
<b>גיידול במחיר הגז בשיעור של 10%</b>					<b>קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%</b>				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	12,549,448	4,465,120	3,398,513	2,775,655	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,246,275	3,694,208	2,794,846	2,260,457
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,117,900	360,727	288,869	246,532	עתודות צפויות (Probable Reserves)	901,631	302,749	247,529	214,489
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,667,347	4,825,847	3,687,382	3,022,187	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,147,906	3,996,956	3,042,375	2,474,946
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	818,899	150,273	107,441	89,858	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	668,228	124,741	90,788	77,075
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,486,246	4,976,120	3,794,823	3,112,045	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,816,134	4,121,698	3,133,163	2,552,021
<b>גיידול במחיר הגז בשיעור של 15%</b>					<b>קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%</b>				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	13,122,579	4,651,655	3,542,799	2,897,785	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	9,673,785	3,497,549	2,638,796	2,126,042
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,179,354	380,230	303,174	257,628	עתודות צפויות (Probable Reserves)	846,016	287,767	236,763	206,018
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	14,301,932	5,031,885	3,845,973	3,155,413	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	10,519,801	3,785,316	2,875,559	2,332,060
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	855,812	156,544	111,664	93,231	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	629,279	118,154	86,626	73,977
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	15,157,744	5,188,429	3,957,638	3,248,644	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,149,080	3,903,470	2,962,184	2,406,037

<sup>15</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
1,988,813	2,480,267	3,299,261	9,104,978	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,020,684	3,688,864	4,841,378	13,703,665	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
198,034	226,639	273,517	790,498	עתודות צפויות (Probable Reserves)	265,623	313,342	394,241	1,231,143	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,186,847	2,706,906	3,572,778	9,895,476	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,286,307	4,002,206	5,235,619	14,934,808	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
67,346	78,636	107,477	586,011	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	96,521	115,805	162,735	892,658	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,254,193	2,785,542	3,680,255	10,481,487	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,382,828	4,118,011	5,398,354	15,827,466	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>				
2,256,589	2,789,785	3,686,979	10,220,329	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,778,267	3,398,414	4,445,569	11,549,678	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
214,112	247,053	302,094	899,177	עתודות צפויות (Probable Reserves)	246,855	289,039	359,317	1,009,148	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,470,702	3,036,838	3,989,074	11,119,506	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,025,122	3,687,453	4,804,886	12,558,826	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
77,019	90,689	124,538	666,502	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	89,831	107,112	147,880	695,836	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,547,721	3,127,527	4,113,612	11,786,007	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,114,953	3,794,565	4,952,766	13,254,661	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
2,120,058	2,631,014	3,486,519	9,634,787	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,901,170	3,540,930	4,616,497	11,610,730	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
205,497	236,099	286,840	842,385	עתודות צפויות (Probable Reserves)	258,125	303,441	378,060	1,017,093	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,325,555	2,867,114	3,773,359	10,477,172	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,159,295	3,844,371	4,994,557	12,627,823	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
73,886	86,471	117,844	626,677	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	93,275	111,451	154,108	705,140	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,399,442	2,953,584	3,891,203	11,103,849	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,252,570	3,955,822	5,148,665	13,332,962	סה"כ עתודות מסוג P3 (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 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% <sup>16</sup>				
1,980,617	2,469,651	3,284,305	9,052,892	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,024,409	3,683,941	4,786,835	11,680,897	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
197,276	225,700	272,238	785,605	עתודות צפויות (Probable Reserves)	266,324	313,767	391,405	1,015,169	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,177,893	2,695,351	3,556,544	9,838,497	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,290,733	3,997,708	5,178,240	12,696,066	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
70,175	81,944	111,269	588,603	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	96,619	115,651	159,955	705,469	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,248,068	2,777,295	3,667,813	10,427,100	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,387,351	4,113,360	5,338,195	13,401,535	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

<sup>16</sup> יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח NSAI, הפרויקט המתייחס למשאבי הגז והקונדנסט המותנים במאגר לווינתן מסווג כפרויקט ברמת בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), ושיעור המשאבים הוא כמפורט להלן:

גז טבעי <sup>17</sup>						
BCF						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>18</sup>			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
1,445.3	142.8	1,302.4	4,085.1	403.9	3,681.2	האומדן הנמוך (Low Estimate) - (1C)
3,144.8	1,775.4	1,369.4	8,890.8	5,020.3	3,870.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) - (2C)
4,602.0	3,402.6	1,199.4	13,011.1	9,621.3	3,389.9	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט <sup>19</sup>						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>20</sup>			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
3.2	0.3	2.9	9.0	0.9	8.1	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
6.9	3.9	3.0	19.6	11.0	8.5	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
10.1	7.5	2.6	28.6	21.2	7.5	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווינתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור וכן בחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.11 לדוח התקופתי. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.10.3 (ג), 7.10.3 (ד) ו- 7.11.2 לדוח התקופתי, סעיף 8 לדוח רבעון שני וסעיף 10 לדוח רבעון שלישי.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של המשאבים המותנים בפרויקט לווינתן בקטגוריית שלב א'1 כעתודות, מותנה בחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, בקבלת החלטות לביצוע קידוחים נוספים ולהתקנת הצינור השלישי בקשר עם שלב א'1, ובקבלת החלטות השקעה נוספות עבור המשאבים המותנים בקטגוריית פיתוחים עתידיים. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

<sup>17</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.  
<sup>18</sup> ראו הערת שוליים 4 לעיל.  
<sup>19</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.  
<sup>20</sup> ראו הערת שוליים 4 לעיל.

אזהרה – אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לוותן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר 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 מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

(4) נתוני תזרים מהוון

בהתאם להנחות השונות שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1(א)(3) לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 30.9.2022 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן המשאבים המותנים שבמאגר לויתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל:<sup>21</sup>

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	תשלומים	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	32	0.41	38,339	5,996	-	219	-	-	32,124	-	7,388	24,735	23,846	23,429	22,274	21,574
31.12.2024	21	0.27	26,077	4,078	-	155	-	-	21,844	-	5,024	16,820	15,443	14,820	13,170	12,225
31.12.2025	65	0.84	81,237	20,852	-	444	-	-	59,941	-	13,786	46,155	40,359	37,830	35,513	27,955
31.12.2026	82	1.06	96,691	19,570	-	565	-	-	76,556	-	9,357	31,325	26,087	23,884	18,547	15,811
31.12.2027	112	1.44	128,495	26,007	-	756	-	-	101,731	-	49,365	40,322	31,981	28,599	20,760	16,960
31.12.2028	148	1.90	177,399	35,906	-	1,027	-	-	140,466	-	79,170	47,198	35,652	31,140	21,130	16,544
31.12.2029	148	1.90	179,297	36,290	-	1,034	-	87,470	54,502	-	52,862	17,849	(12,841)	(10,955)	(6,949)	(5,214)
31.12.2030	148	1.90	181,791	36,794	-	1,044	-	-	143,952	-	12,135	49,372	33,827	28,188	16,714	12,018
31.12.2031	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	-	153,856	-	16,814	65,038	42,438	34,541	19,145	13,193
31.12.2032	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	197,611	(43,754)	-	35,812	(59,090)	(36,721)	(29,193)	(15,125)	(9,988)
31.12.2033	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	-	153,856	-	12,269	69,583	41,183	31,979	15,488	9,802
31.12.2034	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	-	153,856	-	12,269	69,583	39,222	29,748	13,468	8,168
31.12.2035	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	110,140	43,716	-	22,858	20,459	214	159	67	39
31.12.2036	148	1.90	194,266	39,319	-	1,090	-	197,611	(43,754)	-	28,734	(52,011)	(26,592)	(19,241)	(7,612)	(4,240)
31.12.2037	159	2.05	209,603	42,424	-	1,176	-	163,875	2,128	-	996	(21,300)	(10,371)	(7,330)	(2,711)	(1,447)
31.12.2038	182	2.34	239,254	48,425	-	1,343	-	-	189,486	-	5,781	88,680	44,066	30,420	10,516	5,379
31.12.2039	203	2.61	266,860	54,013	-	1,498	-	-	211,350	-	9,462	102,976	45,479	30,665	9,909	4,858
31.12.2040	223	2.87	293,444	59,393	-	1,647	-	-	232,404	-	13,045	110,594	46,518	30,636	9,254	4,348
31.12.2041	242	3.11	317,983	64,360	-	1,785	-	-	251,838	-	15,423	117,860	47,492	30,550	8,627	3,884
31.12.2042	259	3.34	341,499	69,119	-	1,917	-	-	270,463	-	19,974	123,912	47,274	29,703	7,840	3,383
31.12.2043	277	3.56	363,993	73,672	-	2,043	-	-	288,278	-	24,426	128,938	46,849	28,751	7,094	2,933
31.12.2044	307	3.95	404,518	81,875	-	2,269	-	-	320,375	-	28,354	142,086	49,168	29,472	6,798	2,694
31.12.2045	322	4.14	423,961	85,810	-	2,378	-	197,611	138,162	-	50,503	23,000	7,580	4,438	957	363
31.12.2046	336	4.32	442,343	89,530	-	2,481	-	-	350,331	-	32,280	154,096	48,367	27,659	5,575	2,029
31.12.2047	350	4.50	460,762	93,258	-	2,585	-	186,276	178,644	-	56,130	38,908	11,631	6,497	1,224	427
31.12.2048	363	4.67	478,159	96,779	-	2,682	-	186,276	192,422	-	55,417	46,952	13,367	7,293	1,284	429
31.12.2049	375	4.83	494,494	100,086	-	2,774	-	-	391,634	-	34,807	173,543	47,054	25,074	4,128	1,322
31.12.2050	387	4.98	509,844	103,192	-	2,860	-	-	403,791	-	36,294	188,974	46,099	23,994	3,693	1,133

<sup>21</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.



**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
918	3,121	11,204	21,697	42,678	173,538	34,805	183,280	391,623	-	-	2,774	-	100,083	494,480	4.83	375	31.12.2051
701	2,486	9,329	18,486	37,228	158,947	30,447	166,610	356,004	-	-	2,522	-	90,980	449,505	4.39	341	31.12.2052
534	1,977	7,755	15,726	32,423	145,351	26,386	151,077	322,814	-	-	2,286	-	82,498	407,598	3.98	309	31.12.2053
404	1,562	6,407	13,294	28,061	132,087	22,424	135,923	290,434	-	-	2,057	-	74,223	366,713	3.58	278	31.12.2054
299	1,205	5,168	10,972	23,712	117,199	20,928	121,510	259,637	-	-	1,839	-	66,352	327,828	3.20	249	31.12.2055
220	927	4,155	9,027	19,973	103,652	19,833	108,630	232,115	-	-	1,644	-	59,319	293,078	2.86	222	31.12.2056
161	707	3,313	7,364	16,681	90,900	18,806	96,508	206,213	-	-	1,460	-	52,700	260,373	2.54	197	31.12.2057
112	514	2,517	5,727	13,281	75,989	19,916	84,368	180,273	-	-	1,276	-	46,070	227,619	2.22	172	31.12.2058
79	378	1,934	4,503	10,692	64,231	19,186	73,382	156,800	-	-	1,110	-	40,071	197,981	1.93	150	31.12.2059
57	284	1,523	3,627	8,816	55,611	16,611	63,534	135,756	-	-	961	-	34,693	171,410	1.67	130	31.12.2060
40	210	1,178	2,871	7,145	47,323	14,135	54,065	115,523	-	-	817	-	29,523	145,863	1.42	110	31.12.2061
32	174	1,020	2,543	6,480	45,065	5,606	44,576	95,247	-	-	674	-	24,341	120,262	1.17	91	31.12.2062
22	127	777	1,983	5,173	37,772	3,428	36,243	77,443	-	-	548	-	19,791	97,781	0.95	74	31.12.2063
(33)	(197)	(1,258)	(3,284)	(8,771)	(67,248)	(4,377)	-	(71,625)	78,892	-	52	-	1,857	9,175	0.09	7	31.12.2064
<b>170,130</b>	<b>250,167</b>	<b>439,758</b>	<b>637,285</b>	<b>988,244</b>	<b>2,927,803</b>	<b>874,539</b>	<b>3,416,114</b>	<b>7,218,456</b>	<b>78,892</b>	<b>1,326,868</b>	<b>61,244</b>	<b>-</b>	<b>2,205,847</b>	<b>10,891,307</b>	<b>107.2</b>	<b>8,330</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
16,838	17,384	17,974	18,286	18,612	19,306	5,767	-	25,072	-	-	171	-	4,680	29,923	0.32	-	31.12.2023
7,697	8,292	8,963	9,331	9,723	10,590	3,163	-	13,753	-	-	97	-	2,568	16,419	0.17	-	31.12.2024
5,837	6,562	7,415	7,899	8,427	9,637	2,879	-	12,516	-	-	97	-	6,729	19,342	0.20	-	31.12.2025
(6,802)	(7,980)	(9,427)	(10,276)	(11,224)	(13,477)	(4,026)	18,225	722	-	-	5	-	185	912	0.01	-	31.12.2026
(1,356)	(1,659)	(2,049)	(2,286)	(2,556)	(3,223)	(963)	4,892	706	-	-	5	-	181	892	0.01	-	31.12.2027
(20,359)	(26,004)	(33,578)	(38,323)	(43,875)	(58,084)	7,471	(33,900)	(84,513)	-	87,470	22	-	756	3,735	0.04	-	31.12.2028
2,975	3,965	5,353	6,251	7,328	10,186	430	5,824	16,439	-	-	120	-	4,202	20,761	0.22	-	31.12.2029
(12,195)	(16,961)	(23,936)	(28,605)	(34,327)	(50,102)	13,676	(32,044)	(68,470)	-	110,140	302	-	10,651	52,624	0.55	13	31.12.2030
6,641	9,638	14,220	17,389	21,364	32,741	3,877	32,213	68,830	-	-	488	-	17,590	86,909	0.85	39	31.12.2031
7,104	10,758	16,595	20,764	26,119	42,029	6,651	42,824	91,504	-	-	648	-	23,385	115,537	1.13	61	31.12.2032
(558)	(881)	(1,421)	(1,819)	(2,343)	(3,959)	17,736	12,120	25,898	-	87,470	803	-	28,972	143,143	1.40	82	31.12.2033
7,156	11,799	19,891	26,060	34,360	60,958	9,693	62,151	132,802	-	-	941	-	33,939	167,682	1.64	100	31.12.2034
6,709	11,544	20,346	27,276	36,820	68,587	11,972	70,868	151,427	-	-	1,073	-	38,699	191,199	1.87	117	31.12.2035
519	932	1,718	2,356	3,257	6,370	24,641	27,281	58,292	-	110,140	1,194	-	43,044	212,670	2.08	134	31.12.2036
(2,677)	(5,015)	(9,661)	(13,561)	(19,188)	(39,406)	32,499	(6,076)	(12,983)	-	197,611	1,308	-	47,183	233,119	2.28	148	31.12.2037
(474)	(927)	(1,866)	(2,681)	(3,883)	(8,374)	27,599	16,913	36,138	-	163,875	1,417	-	51,115	252,546	2.47	162	31.12.2038
4,873	9,940	20,930	30,761	45,621	103,297	10,865	100,428	214,589	-	-	1,521	-	54,840	270,950	2.65	174	31.12.2039
4,220	8,982	19,771	29,734	45,148	107,338	13,717	106,491	227,545	-	-	1,613	-	58,151	287,309	2.81	186	31.12.2040
3,649	8,104	18,650	28,701	44,617	111,378	16,569	112,555	240,502	-	-	1,704	-	61,463	303,669	2.97	197	31.12.2041
3,177	7,362	17,712	27,891	44,391	116,354	18,055	118,239	252,648	-	-	1,790	-	64,567	319,005	3.12	208	31.12.2042
2,737	6,620	16,652	26,830	43,719	120,324	20,547	123,924	264,795	-	-	1,877	-	67,671	334,342	3.27	218	31.12.2043
2,389	6,029	15,855	26,141	43,610	126,024	23,556	131,586	281,167	-	-	1,992	-	71,855	355,013	3.47	231	31.12.2044
2,059	5,422	14,907	25,149	42,955	130,338	24,845	136,514	291,696	-	-	2,067	-	74,546	368,309	3.60	239	31.12.2045
1,752	4,813	13,834	23,882	41,762	133,053	27,300	141,063	301,416	-	-	2,136	-	77,030	380,581	3.72	248	31.12.2046
1,468	4,210	12,650	22,345	40,005	133,828	32,128	145,991	311,947	-	-	2,210	-	79,721	393,878	3.85	256	31.12.2047
1,222	3,656	11,485	20,760	38,051	133,657	37,476	150,545	321,678	-	-	2,279	-	82,208	406,165	3.97	263	31.12.2048
1,034	3,229	10,605	19,614	36,808	135,754	40,550	155,094	331,398	-	-	2,348	-	84,692	418,438	4.09	271	31.12.2049
97	316	1,084	2,051	3,941	15,263	60,634	66,767	142,664	-	197,611	2,411	-	86,960	429,646	4.20	278	31.12.2050
781	2,654	9,528	18,452	36,295	147,585	38,181	163,418	349,185	-	-	2,474	-	89,237	440,896	4.31	285	31.12.2051
152	541	2,028	4,019	8,094	34,560	57,279	80,790	172,629	-	186,276	2,543	-	91,721	453,169	4.43	291	31.12.2052
156	578	2,267	4,597	9,479	42,494	54,085	84,960	181,539	-	186,276	2,606	-	93,998	464,419	4.54	298	31.12.2053
500	1,933	7,928	16,450	34,725	163,455	31,793	171,760	367,007	-	-	2,600	-	93,792	463,400	4.53	304	31.12.2054

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (BCM) 100%	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (הנפט) 100%	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
406	1,637	7,017	14,899	32,199	159,144	30,506	166,834	356,483	-	-	2,526	-	91,103	450,112	4.40	309	31.12.2055
330	1,388	6,220	13,513	29,899	155,164	29,317	162,288	346,769	-	-	2,457	-	88,620	437,846	4.28	311	31.12.2056
268	1,178	5,522	12,275	27,806	151,516	28,227	158,121	337,864	-	-	2,394	-	86,344	426,603	4.17	307	31.12.2057
218	998	4,888	11,119	25,786	147,537	27,039	153,574	328,150	-	-	2,325	-	83,862	414,337	4.05	302	31.12.2058
177	846	4,334	10,087	23,951	143,889	25,949	149,407	319,245	-	-	2,262	-	81,586	403,094	3.94	299	31.12.2059
141	704	3,768	8,976	21,819	137,638	27,033	144,861	309,531	-	-	2,193	-	79,104	390,828	3.82	294	31.12.2060
113	586	3,279	7,990	19,886	131,717	28,216	140,693	300,627	-	-	2,130	-	76,828	379,585	3.71	290	31.12.2061
94	512	2,994	7,466	19,024	132,308	23,319	136,905	292,532	-	-	2,073	-	74,759	369,364	3.61	286	31.12.2062
74	418	2,558	6,528	17,030	124,359	26,509	132,718	283,586	-	-	2,009	-	72,473	358,069	3.50	281	31.12.2063
(24)	(142)	(911)	(2,378)	(6,352)	(48,700)	1,163	-	(47,537)	78,892	-	222	-	8,013	39,590	0.39	31	31.12.2064
<b>49,120</b>	<b>103,961</b>	<b>266,091</b>	<b>455,918</b>	<b>818,883</b>	<b>3,073,050</b>	<b>917,924</b>	<b>3,556,816</b>	<b>7,547,790</b>	<b>78,892</b>	<b>1,326,868</b>	<b>63,455</b>	<b>-</b>	<b>2,289,023</b>	<b>11,306,028</b>	<b>110.6</b>	<b>7,516</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתופות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(15,949)	(21,257)	(28,696)	(33,513)	(39,282)	(54,603)	8,511	(41,378)	(87,470)	-	87,470	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
1,774	2,467	3,482	4,161	4,993	7,288	(436)	6,028	12,880	-	-	93	-	3,292	16,265	0.17	13	31.12.2030
3,772	5,475	8,077	9,877	12,135	18,598	2,942	18,949	40,488	-	-	287	-	10,347	51,123	0.50	39	31.12.2031
(6,925)	(10,486)	(16,175)	(20,239)	(25,458)	(40,966)	16,405	(21,607)	(46,168)	-	110,140	453	-	16,349	80,774	0.79	61	31.12.2032
5,547	8,764	14,133	18,096	23,304	39,375	5,859	39,792	85,026	-	-	603	-	21,729	107,358	1.05	82	31.12.2033
(893)	(1,472)	(2,482)	(3,252)	(4,288)	(7,607)	16,646	7,951	16,990	-	87,470	740	-	26,696	131,896	1.29	100	31.12.2034
5,541	9,534	16,804	22,527	30,409	56,646	8,405	57,225	122,275	-	-	867	-	31,249	154,390	1.51	117	31.12.2035
5,186	9,310	17,155	23,533	32,523	63,612	10,485	65,183	139,280	-	-	987	-	35,594	175,862	1.72	134	31.12.2036
50	93	179	251	356	731	22,957	20,838	44,526	-	110,140	1,096	-	39,526	195,289	1.91	148	31.12.2037
4,421	8,641	17,404	24,997	36,211	78,087	11,519	78,826	168,432	-	-	1,194	-	43,044	212,670	2.08	162	31.12.2038
(1,969)	(4,017)	(8,457)	(12,429)	(18,434)	(41,739)	33,109	(7,592)	(16,222)	-	197,611	1,285	-	46,356	229,029	2.24	174	31.12.2039
(460)	(979)	(2,155)	(3,242)	(4,922)	(11,702)	27,912	14,260	30,470	-	163,875	1,377	-	49,667	245,389	2.40	186	31.12.2040
3,265	7,251	16,686	25,678	39,918	99,648	9,775	96,259	205,682	-	-	1,458	-	52,564	259,703	2.54	197	31.12.2041
2,813	6,519	15,683	24,696	39,306	103,025	12,429	101,565	217,018	-	-	1,538	-	55,461	274,017	2.68	208	31.12.2042
2,413	5,836	14,679	23,652	38,541	106,071	14,983	106,491	227,545	-	-	1,613	-	58,151	287,309	2.81	218	31.12.2043
2,093	5,283	13,891	22,903	38,209	110,417	17,588	112,605	240,610	-	-	1,705	-	61,490	303,804	2.97	231	31.12.2044
1,786	4,704	12,931	21,816	37,261	113,060	19,684	116,775	249,518	-	-	1,768	-	63,767	315,053	3.08	239	31.12.2045
1,537	4,222	12,135	20,949	36,632	116,710	20,774	120,944	258,427	-	-	1,831	-	66,043	326,302	3.19	248	31.12.2046
1,307	3,746	11,257	19,885	35,600	119,093	23,131	125,114	267,337	-	-	1,894	-	68,321	337,552	3.30	256	31.12.2047
1,105	3,305	10,382	18,766	34,396	120,818	25,291	128,532	274,641	-	-	1,946	-	70,187	346,774	3.39	263	31.12.2048
928	2,899	9,520	17,607	33,041	121,863	28,554	132,322	282,740	-	-	2,003	-	72,257	357,000	3.49	271	31.12.2049
766	2,496	8,571	16,222	31,166	120,692	33,603	135,734	290,029	-	-	2,055	-	74,120	366,204	3.58	278	31.12.2050
644	2,191	7,863	15,228	29,952	121,794	36,380	139,145	297,319	-	-	2,107	-	75,983	375,408	3.67	285	31.12.2051
549	1,946	7,304	14,474	29,148	124,448	37,173	142,178	303,798	-	-	2,153	-	77,638	383,589	3.75	291	31.12.2052
11	40	159	322	664	2,975	56,964	52,728	112,667	-	197,611	2,199	-	79,294	391,771	3.83	298	31.12.2053
53	205	839	1,741	3,674	17,294	52,122	61,065	130,482	-	186,276	2,244	-	80,950	399,952	3.91	304	31.12.2054

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (BCM) 100%	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (100%)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
360	1,449	6,213	13,192	28,509	140,908	30,623	150,896	322,427	-	-	2,285	-	82,399	407,111	3.98	309	31.12.2055
53	224	1,006	2,186	4,837	25,101	48,194	64,477	137,772	-	186,276	2,296	-	82,813	409,157	4.00	311	31.12.2056
257	1,130	5,294	11,769	26,659	145,270	24,970	149,760	320,000	-	-	2,267	-	81,779	404,046	3.95	307	31.12.2057
212	969	4,747	10,798	25,042	143,280	24,376	147,487	315,143	-	-	2,233	-	80,538	397,913	3.89	302	31.12.2058
175	835	4,275	9,951	23,629	141,953	23,980	145,971	311,905	-	-	2,210	-	79,710	393,825	3.85	299	31.12.2059
144	716	3,832	9,127	22,188	139,964	23,385	143,698	307,047	-	-	2,176	-	78,469	387,692	3.79	294	31.12.2060
118	613	3,434	8,369	20,829	137,959	22,787	141,408	302,153	-	-	2,141	-	77,218	381,513	3.73	290	31.12.2061
101	550	3,221	8,033	20,468	142,349	16,243	139,513	298,105	-	-	2,112	-	76,184	376,401	3.68	286	31.12.2062
82	464	2,841	7,249	18,910	138,087	17,921	137,240	293,248	-	-	2,078	-	74,942	370,268	3.62	281	31.12.2063
(21)	(126)	(807)	(2,107)	(5,627)	(43,144)	(3,437)	-	(46,581)	78,892	-	229	-	8,257	40,798	0.40	31	31.12.2064
20,843	63,539	195,224	353,272	660,499	2,617,352	781,806	3,030,382	6,429,540	78,892	1,326,868	55,522	-	2,002,385	9,893,207	96.7	7,516	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, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית 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 מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

ג) סיכום נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב Phase I – First Stage

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א) ו- 1(ב) (4) לעיל.<sup>22</sup>

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2022	184	2.57	267,304	42,428	-	38,265	20,820	-	165,792	-	142,612	23,180	23,040	22,972	22,906	22,779	22,658
31.12.2023	791	10.18	1,067,634	166,978	-	130,912	50,929	-	718,816	-	125,832	592,984	571,677	561,677	552,075	533,973	517,198
31.12.2024	798	10.27	1,073,599	167,911	-	122,226	-	-	783,462	-	127,055	656,407	602,688	578,374	555,567	513,987	477,097
31.12.2025	845	10.88	1,126,869	213,891	-	120,733	-	-	792,245	-	129,075	663,170	579,901	543,565	510,264	451,550	401,676
31.12.2026	862	11.10	1,121,280	226,947	-	120,394	-	-	773,940	72,257	108,245	593,437	494,214	452,473	415,099	351,364	299,533
31.12.2027	892	11.48	1,153,804	233,530	-	123,100	-	-	797,174	230,748	77,137	489,290	388,076	347,037	311,136	251,913	205,805
31.12.2028	928	11.94	1,221,235	247,178	-	124,679	-	-	849,378	315,660	69,657	464,061	350,539	306,180	268,267	207,760	162,661
31.12.2029	928	11.94	1,235,004	249,965	-	145,252	87,470	-	752,317	327,209	64,753	360,355	259,240	221,168	189,378	140,288	105,258
31.12.2030	928	11.94	1,252,935	253,594	-	124,712	-	-	874,629	409,077	94,328	371,224	254,343	211,944	177,355	125,669	90,361
31.12.2031	928	11.94	1,294,056	261,917	-	124,866	-	-	907,274	424,604	99,708	382,962	249,890	203,391	166,330	112,733	77,682
31.12.2032	928	11.94	1,294,215	261,949	-	124,951	197,611	-	709,704	332,142	119,619	257,944	160,298	127,436	101,847	66,027	43,602
31.12.2033	928	11.94	1,294,562	262,019	-	124,868	-	-	907,675	424,792	98,146	384,737	227,709	176,817	138,100	85,637	54,196
31.12.2034	928	11.94	1,295,759	262,262	-	145,479	-	-	888,018	415,593	97,273	375,152	211,462	160,383	122,418	72,612	44,038
31.12.2035	928	11.94	1,249,877	252,975	-	101,982	110,140	-	784,780	367,277	113,510	303,993	163,192	120,894	90,179	51,164	29,737
31.12.2036	928	11.94	1,249,876	252,975	-	101,982	197,611	-	697,309	326,341	119,389	251,579	128,624	93,070	67,846	36,820	20,508
31.12.2037	928	11.94	1,249,877	252,975	-	101,982	163,875	-	731,046	342,129	111,623	277,293	135,020	95,426	67,983	35,290	18,837
31.12.2038	928	11.94	1,249,877	252,975	-	101,982	-	-	894,921	418,823	92,098	384,000	178,073	122,927	85,585	42,495	21,738
31.12.2039	928	11.94	1,248,476	252,692	-	122,583	-	-	873,201	408,658	90,447	374,096	165,220	111,402	75,798	35,999	17,648
31.12.2040	928	11.94	1,249,380	252,875	-	101,980	-	-	894,526	418,638	94,062	381,826	160,604	105,771	70,331	31,951	15,011
31.12.2041	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	-	-	895,247	418,976	94,150	382,122	153,074	98,467	63,987	27,805	12,519
31.12.2042	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	-	-	895,247	418,976	96,423	379,849	144,918	91,053	57,824	24,034	10,370
31.12.2043	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	-	-	895,247	418,976	98,695	377,577	137,191	84,194	52,252	20,774	8,590
31.12.2044	928	11.94	1,250,289	253,059	-	122,590	-	-	874,640	409,332	96,174	369,135	127,737	76,569	46,440	17,661	6,998
31.12.2045	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	197,611	-	697,637	326,494	118,960	252,183	83,111	48,660	28,842	10,492	3,984
31.12.2046	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	-	-	895,247	418,976	98,956	377,316	118,429	67,726	39,231	13,650	4,968
31.12.2047	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	186,276	-	708,972	331,799	121,021	256,152	76,571	42,770	24,212	8,058	2,810
31.12.2048	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	186,276	-	708,972	331,799	118,622	258,551	73,608	40,159	22,217	7,073	2,364
31.12.2049	928	11.94	1,250,289	253,059	-	122,590	-	-	874,640	409,332	93,907	371,401	100,700	53,662	29,013	8,834	2,830
31.12.2050	928	11.94	1,250,289	253,059	-	101,983	-	-	895,247	418,976	96,429	379,843	98,085	51,053	26,975	7,857	2,412
31.12.2051	904	11.64	1,219,615	246,850	-	101,811	-	-	870,954	407,607	93,456	369,891	90,967	46,247	23,880	6,653	1,957

<sup>22</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,546	5,484	20,580	40,783	82,129	350,652	87,709	385,626	823,988	-	-	101,478	-	234,847	1,160,313	11.06	859	31.12.2052
1,221	4,521	17,736	35,963	74,148	332,408	82,260	364,783	779,450	-	-	101,162	-	223,465	1,104,078	10.51	817	31.12.2053
938	3,623	14,861	30,835	65,089	306,385	74,487	335,053	715,926	-	-	121,465	-	212,497	1,049,888	9.98	775	31.12.2054
755	3,044	13,051	27,709	59,882	295,969	74,327	325,749	696,044	-	-	100,571	-	202,150	998,766	9.48	737	31.12.2055
591	2,487	11,148	24,220	53,588	278,106	71,942	307,937	657,985	-	-	100,302	-	192,424	950,710	9.01	700	31.12.2056
463	2,030	9,513	21,147	47,904	261,036	69,626	290,883	621,545	-	-	100,043	-	183,111	904,700	8.56	665	31.12.2057
358	1,640	8,033	18,274	42,381	242,488	69,650	274,587	586,725	-	-	99,797	-	174,213	860,734	8.13	632	31.12.2058
269	1,284	6,575	15,304	36,338	218,304	65,208	249,405	532,918	-	-	120,168	-	165,728	818,814	7.72	600	31.12.2059
220	1,095	5,863	13,965	33,947	214,141	63,964	244,649	522,753	-	-	99,343	-	157,864	779,961	7.34	570	31.12.2060
173	897	5,025	12,246	30,478	201,867	60,298	230,627	492,792	-	-	99,131	-	150,207	742,130	6.97	542	31.12.2061
143	775	4,534	11,308	28,813	200,384	46,704	217,363	464,450	-	-	98,930	-	142,964	706,344	6.62	514	31.12.2062
112	637	3,897	9,944	25,942	189,437	43,434	204,856	437,727	-	-	98,741	-	136,135	672,603	6.29	489	31.12.2063
(64)	(380)	(2,429)	(6,341)	(16,937)	(129,863)	194	-	(129,669)	174,542	-	16,534	-	15,583	76,991	0.72	56	31.12.2064
<b>2,691,771</b>	<b>3,350,037</b>	<b>4,521,722</b>	<b>5,518,821</b>	<b>7,071,904</b>	<b>14,323,026</b>	<b>3,911,162</b>	<b>12,976,706</b>	<b>31,210,894</b>	<b>174,542</b>	<b>1,398,617</b>	<b>4,623,447</b>	<b>-</b>	<b>9,336,659</b>	<b>46,744,160</b>	<b>445.1</b>	<b>34,568</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתופות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט גז (BCM) 100%	כמות מכירות אלפי חביות 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
20,518	20,628	20,743	20,803	20,864	20,991	141,958	-	162,949	-	20,820	54,022	-	44,697	282,489	2.72	196	31.12.2022
568,941	587,395	607,308	617,870	628,871	652,309	143,552	-	795,861	-	50,929	141,080	-	183,147	1,171,017	11.19	869	31.12.2023
536,487	577,970	624,726	650,372	677,712	738,119	151,462	-	889,582	-	-	134,983	-	189,950	1,214,515	11.65	905	31.12.2024
429,287	482,588	545,338	580,929	619,763	708,755	142,691	-	851,446	-	-	133,141	-	248,546	1,233,133	11.91	925	31.12.2025
284,946	334,253	394,884	430,437	470,145	564,536	99,613	165,885	830,034	-	-	133,103	-	244,407	1,207,544	11.91	925	31.12.2026
203,600	249,214	307,803	343,319	383,918	484,047	75,571	268,257	827,875	-	-	135,617	-	244,497	1,207,989	11.91	925	31.12.2027
135,915	173,599	224,157	255,836	292,902	387,758	71,687	299,657	759,102	-	87,470	137,017	-	249,597	1,233,186	11.94	928	31.12.2028
118,691	158,190	213,545	249,392	292,322	406,340	51,055	379,856	837,252	-	-	157,530	-	252,437	1,247,218	11.94	928	31.12.2029
73,250	101,871	143,769	171,808	206,178	300,926	104,584	356,727	762,237	-	110,140	136,991	-	256,139	1,265,507	11.94	928	31.12.2030
77,837	112,958	166,662	203,797	250,389	383,726	96,646	422,583	902,956	-	-	131,244	-	262,440	1,296,640	11.94	928	31.12.2031
64,711	97,992	151,153	189,131	237,903	382,821	97,555	422,587	902,963	-	-	131,376	-	262,475	1,296,814	11.94	928	31.12.2032
45,925	72,569	117,025	149,834	192,960	326,025	108,042	381,849	815,916	-	87,470	131,246	-	262,550	1,297,183	11.94	928	31.12.2033
43,834	72,276	121,852	159,642	210,485	373,418	96,755	413,611	883,785	-	-	151,588	-	262,806	1,298,449	11.94	928	31.12.2034
36,472	62,752	110,603	148,274	200,152	372,841	102,821	418,439	894,101	-	-	104,399	-	253,381	1,251,880	11.94	928	31.12.2035
24,753	44,441	81,889	112,334	155,247	303,652	113,412	366,891	783,955	-	110,140	104,399	-	253,379	1,251,873	11.94	928	31.12.2036
17,066	31,972	61,591	86,454	122,325	251,222	119,311	325,957	696,490	-	197,611	104,399	-	253,381	1,251,880	11.94	928	31.12.2037
15,622	30,538	61,503	88,339	127,968	275,952	112,528	341,746	730,226	-	163,875	104,399	-	253,381	1,251,880	11.94	928	31.12.2038
17,585	35,870	75,526	111,002	164,628	372,755	91,352	408,275	872,381	-	-	125,001	-	253,097	1,250,479	11.94	928	31.12.2039
14,948	31,818	70,038	105,331	159,936	380,238	95,232	418,271	893,742	-	-	104,397	-	253,289	1,251,428	11.94	928	31.12.2040
12,426	27,598	63,512	97,737	151,938	379,285	96,593	418,630	894,508	-	-	104,401	-	253,484	1,252,393	11.94	928	31.12.2041
10,355	23,998	57,738	90,918	144,703	379,285	96,593	418,630	894,508	-	-	104,401	-	253,484	1,252,393	11.94	928	31.12.2042
8,606	20,813	52,350	84,350	137,447	378,279	97,599	418,630	894,508	-	-	104,401	-	253,484	1,252,393	11.94	928	31.12.2043
6,993	17,646	46,402	76,505	127,632	368,830	96,083	408,983	873,896	-	-	125,008	-	253,483	1,252,387	11.94	928	31.12.2044
5,961	15,696	43,149	72,797	124,337	377,274	98,605	418,630	894,508	-	-	104,401	-	253,484	1,252,393	11.94	928	31.12.2045
4,950	13,603	39,095	67,491	118,018	376,007	99,871	418,630	894,508	-	-	104,401	-	253,484	1,252,393	11.94	928	31.12.2046
4,087	11,719	35,211	62,200	111,357	372,522	103,427	418,692	894,641	-	-	104,402	-	253,518	1,252,561	11.94	928	31.12.2047
3,373	10,093	31,705	57,308	105,041	368,965	107,763	419,377	896,105	-	-	104,408	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2048
2,732	8,531	28,016	51,818	97,240	358,639	107,126	409,733	875,498	-	-	125,015	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2049
1,543	5,025	17,253	32,654	62,736	242,953	128,646	326,895	698,494	-	197,611	104,408	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2050
1,966	6,684	23,992	46,464	91,393	371,625	105,102	419,377	896,105	-	-	104,408	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2051
1,123	3,982	14,944	29,613	59,636	254,618	123,011	332,200	709,829	-	186,276	104,408	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2052
951	3,521	13,814	28,011	57,752	258,903	118,727	332,200	709,829	-	186,276	104,408	-	253,892	1,254,405	11.94	928	31.12.2053
1,126	4,349	17,839	37,013	78,130	367,772	92,823	405,185	865,781	-	-	124,947	-	251,408	1,242,136	11.82	918	31.12.2054
940	3,787	16,238	34,476	74,507	368,252	92,967	405,734	866,953	-	-	104,202	-	246,442	1,217,597	11.58	900	31.12.2055
767	3,225	14,456	31,406	69,489	360,623	90,688	397,018	848,329	-	-	104,070	-	241,682	1,194,080	11.35	882	31.12.2056
626	2,747	12,876	28,624	64,841	353,325	88,508	388,680	830,514	-	-	103,944	-	237,129	1,171,586	11.13	865	31.12.2057
510	2,337	11,453	26,052	60,419	345,696	86,229	379,964	811,889	-	-	103,812	-	232,369	1,148,070	10.90	847	31.12.2058
406	1,942	9,947	23,154	54,978	330,288	81,627	362,361	774,277	-	-	124,298	-	228,024	1,126,598	10.69	831	31.12.2059



סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדנסט אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
338	1,683	9,012	21,465	52,181	329,160	84,241	363,668	777,069	-	-	103,565	-	223,471	1,104,104	10.47	813	31.12.2060
273	1,422	7,963	19,407	48,301	319,921	84,433	355,710	760,064	-	-	103,444	-	219,125	1,082,633	10.26	797	31.12.2061
229	1,242	7,270	18,129	46,195	321,271	74,467	348,130	743,868	-	-	103,330	-	214,986	1,062,184	10.06	782	31.12.2062
184	1,043	6,384	16,291	42,500	310,353	76,769	340,551	727,673	-	-	103,215	-	210,847	1,041,735	9.86	766	31.12.2063
(51)	(301)	(1,928)	(5,034)	(13,445)	(103,090)	8,192	-	(94,898)	174,542	-	17,265	-	24,592	121,500	1.15	89	31.12.2064
<b>2,800,803</b>	<b>3,471,280</b>	<b>4,678,805</b>	<b>5,723,755</b>	<b>7,381,994</b>	<b>15,477,192</b>	<b>4,255,913</b>	<b>14,298,201</b>	<b>34,031,306</b>	<b>174,542</b>	<b>1,398,617</b>	<b>4,850,764</b>	<b>-</b>	<b>10,111,441</b>	<b>50,566,672</b>	<b>481.0</b>	<b>37,355</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) 3P+3C ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

**רכיבי התזרים**

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי תביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
32,087	32,258	32,438	32,531	32,627	32,826	145,493	-	178,319	-	20,820	55,872	-	47,723	302,735	2.92	211	31.12.2022
606,004	625,659	646,870	658,120	669,837	694,802	156,245	-	851,047	-	50,929	148,026	-	194,666	1,244,669	11.91	925	31.12.2023
545,060	587,206	634,709	660,765	688,542	749,914	154,985	-	904,900	-	-	139,863	-	200,413	1,245,175	11.94	928	31.12.2024
428,468	481,668	544,298	579,820	618,580	707,403	142,287	-	849,690	-	-	137,877	-	250,606	1,238,174	11.94	928	31.12.2025
276,779	324,673	383,567	418,101	456,671	548,357	94,780	188,258	831,395	-	-	138,213	-	246,049	1,215,657	11.94	928	31.12.2026
201,433	246,563	304,528	339,666	379,834	478,898	74,032	277,781	830,711	-	-	140,734	-	246,515	1,217,959	11.94	928	31.12.2027
153,618	196,211	253,354	289,159	331,053	438,264	61,952	345,315	845,530	-	-	142,124	-	250,628	1,238,283	11.94	928	31.12.2028
100,393	133,803	180,624	210,945	247,257	343,698	59,778	345,377	748,853	-	87,470	162,623	-	253,494	1,252,440	11.94	928	31.12.2029
90,010	125,180	176,665	211,119	253,353	369,780	93,897	407,896	871,573	-	-	142,085	-	257,227	1,270,885	11.94	928	31.12.2030
77,067	111,840	165,013	201,781	247,912	379,931	98,802	421,141	899,875	-	-	133,383	-	262,201	1,295,458	11.94	928	31.12.2031
52,638	79,710	122,953	153,845	193,518	311,399	110,765	371,377	793,540	-	110,140	128,436	-	261,911	1,294,028	11.94	928	31.12.2032
53,871	85,124	137,272	175,757	226,344	382,432	100,070	424,457	906,959	-	-	124,525	-	261,751	1,293,235	11.94	928	31.12.2033
37,253	61,425	103,557	135,673	178,882	317,352	107,442	373,692	798,486	-	87,470	147,084	-	262,146	1,295,187	11.94	928	31.12.2034
36,409	62,642	110,410	148,016	199,803	372,191	102,627	417,697	892,515	-	-	105,124	-	253,162	1,250,801	11.94	928	31.12.2035
30,340	54,471	100,371	137,686	190,285	372,184	102,628	417,692	892,504	-	-	105,124	-	253,159	1,250,788	11.94	928	31.12.2036
20,582	38,559	74,281	104,266	147,528	302,983	113,241	366,151	782,375	-	110,140	105,124	-	253,162	1,250,801	11.94	928	31.12.2037
21,212	41,466	83,512	119,950	173,761	374,700	100,118	417,697	892,515	-	-	105,124	-	253,162	1,250,801	11.94	928	31.12.2038
11,354	23,160	48,763	71,669	106,292	240,670	117,465	315,051	673,185	-	197,611	125,726	-	252,879	1,249,400	11.94	928	31.12.2039
10,778	22,942	50,500	75,947	115,319	274,164	113,300	340,852	728,316	-	163,875	105,123	-	253,079	1,250,393	11.94	928	31.12.2040
12,488	27,738	63,833	98,230	152,706	381,202	93,875	417,925	893,002	-	-	105,126	-	253,286	1,251,415	11.94	928	31.12.2041
10,372	24,040	57,837	91,074	144,951	379,935	95,142	417,925	893,002	-	-	105,126	-	253,286	1,251,415	11.94	928	31.12.2042
8,615	20,834	52,404	84,437	137,588	378,668	96,408	417,925	893,002	-	-	105,126	-	253,286	1,251,415	11.94	928	31.12.2043
7,000	17,665	46,451	76,586	127,766	369,217	94,892	408,276	872,385	-	-	125,733	-	253,284	1,251,403	11.94	928	31.12.2044
5,951	15,670	43,079	72,678	124,134	376,657	98,420	417,925	893,002	-	-	105,126	-	253,286	1,251,415	11.94	928	31.12.2045
4,959	13,626	39,162	67,607	118,222	376,657	98,420	417,925	893,002	-	-	105,126	-	253,286	1,251,415	11.94	928	31.12.2046
4,120	11,813	35,493	62,698	112,248	375,505	99,721	418,056	893,282	-	-	105,128	-	253,358	1,251,768	11.94	928	31.12.2047
3,433	10,272	32,266	58,323	106,902	375,501	101,365	419,499	896,364	-	-	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2048
2,779	8,677	28,496	52,706	98,907	364,787	101,116	409,854	875,757	-	-	125,749	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2049
2,343	7,634	26,210	49,605	95,303	369,071	107,795	419,499	896,364	-	-	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2050
1,943	6,604	23,705	45,909	90,301	367,187	109,679	419,499	896,364	-	-	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2051
1,619	5,743	21,550	42,706	86,001	367,187	109,679	419,499	896,364	-	-	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2052
893	3,306	12,968	26,297	54,218	243,060	128,677	327,017	698,754	-	197,611	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2053
754	2,913	11,946	24,787	52,321	246,283	120,521	322,678	689,482	-	186,276	125,749	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2054
959	3,867	16,580	35,203	76,078	376,016	100,850	419,499	896,364	-	-	105,142	-	254,144	1,255,650	11.94	928	31.12.2055
548	2,303	10,324	22,430	49,628	257,554	117,628	330,048	705,230	-	186,276	105,108	-	252,902	1,249,516	11.88	923	31.12.2056
665	2,919	13,680	30,412	68,892	375,401	93,711	412,677	881,789	-	-	105,039	-	250,419	1,237,246	11.76	914	31.12.2057
548	2,511	12,305	27,991	64,915	371,420	92,522	408,129	872,071	-	-	104,970	-	247,935	1,224,977	11.64	904	31.12.2058
442	2,113	10,822	25,190	59,812	359,330	88,910	394,317	842,557	-	-	125,514	-	245,659	1,213,730	11.53	896	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
373	1,860	9,960	23,724	57,671	363,791	90,243	399,413	853,447	-	-	104,838	-	243,176	1,201,460	11.41	886	31.12.2060
308	1,601	8,964	21,847	54,374	360,142	89,153	395,244	844,539	-	-	104,775	-	240,899	1,190,213	11.30	878	31.12.2061
261	1,417	8,296	20,689	52,716	366,620	77,937	391,076	835,632	-	-	104,712	-	238,623	1,178,966	11.19	869	31.12.2062
214	1,211	7,413	18,917	49,349	360,366	79,020	386,528	825,914	-	-	104,643	-	236,139	1,166,697	11.07	860	31.12.2063
(44)	(261)	(1,669)	(4,358)	(11,640)	(89,250)	6,066	-	(83,183)	174,542	-	17,921	-	27,731	137,010	1.30	101	31.12.2064
<b>2,856,901</b>	<b>3,530,634</b>	<b>4,745,760</b>	<b>5,800,505</b>	<b>7,480,762</b>	<b>15,764,253</b>	<b>4,341,659</b>	<b>14,620,862</b>	<b>34,726,774</b>	<b>174,542</b>	<b>1,398,617</b>	<b>4,908,556</b>	<b>-</b>	<b>10,303,639</b>	<b>51,512,130</b>	<b>490.0</b>	<b>38,053</b>	<b>סה"כ</b>

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 30.9.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות<sup>23</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%
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
15,816,734	4,955,357	3,674,568	2,960,904	12,825,056	17,098,647	5,129,965	3,807,850	3,079,410	13,861,986
17,417,596	5,201,909	3,871,095	3,138,948	14,120,128	17,911,537	5,354,825	3,974,704	3,216,847	13,053,689
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הגבוה (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)				
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
16,570,510	5,174,346	3,837,674	3,095,389	12,076,555	18,246,263	5,429,590	4,040,343	3,278,626	13,295,291
17,911,537	5,354,825	3,974,704	3,216,847	13,053,689	17,911,537	5,354,825	3,974,704	3,216,847	13,053,689
18,246,263	5,429,590	4,040,343	3,278,626	13,295,291	18,246,263	5,429,590	4,040,343	3,278,626	13,295,291

<sup>23</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת ולא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייכתן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,123,711	2,672,173	3,629,132	11,331,308	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,220,966	3,991,422	5,383,609	17,314,413	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,215,790	2,773,880	3,758,897	12,248,536	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,351,995	4,139,266	5,577,479	18,722,920	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,262,197	2,822,754	3,813,336	12,469,592	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,415,890	4,207,149	5,654,888	19,073,154	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%</b>				
2,408,742	3,010,223	4,070,720	12,790,473	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	2,963,575	3,673,250	4,926,781	14,445,583	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,509,550	3,122,062	4,214,611	13,824,754	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,082,345	3,807,049	5,101,484	15,563,058	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,562,411	3,178,130	4,277,719	14,082,211	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,141,890	3,870,232	5,172,556	15,803,448	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
<b>קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%</b>				
2,262,511	2,835,834	3,841,427	12,024,661	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,092,985	3,827,266	5,117,514	14,506,489	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,359,526	2,943,086	3,978,527	12,997,698	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,220,848	3,972,180	5,307,690	15,644,395	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,410,684	2,997,235	4,039,117	13,238,349	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,282,656	4,037,817	5,381,737	15,894,430	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% <sup>24</sup>				
2,114,655	2,660,170	3,611,579	11,262,233	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,224,594	3,983,281	5,308,453	14,576,987	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,206,357	2,761,424	3,740,692	12,173,707	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,356,596	4,133,445	5,506,088	15,675,926	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,255,750	2,813,850	3,799,346	12,399,590	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,420,567	4,201,470	5,583,109	15,925,181	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

<sup>24</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

## 2. התאמה בין נתוני הדוח לבין נתוני דוחות קודמים הנוגעים לנכס הנפט

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותניים על-פי דוח המשאבים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מהפקה של כ- 304 BCF גז טבעי וכ- 676 אלף חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2022.

## 3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2022 בפרויקט לווייתן: 26,25

רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 274	
43,527.37	44,782.92	48,509.26	45,366.07	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
5.67	6.50	6.56	6.32	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.61	0.68	0.81	0.63	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.15	0.16	0.19	0.16	המדינה
0.07	0.08	0.09	0.08	צדדים שלישיים
0.07	0.08	0.09	0.08	בעלי עניין
0.76	0.81	0.59	0.68	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) <sup>29,28</sup>
4.08	4.77	4.88	4.77	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.712	0.733	0.794	0.742	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט

## 4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות ומשאבים מותניים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 30.9.2022, וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

<sup>25</sup> הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>26</sup> הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2022 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הוא תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי, לא הוצגו בטבלה לעיל נתונים נפרדים בקשר עם הפקת הקונדנסט, וכל העלויות וההוצאות בקשר עם הפקת הקונדנסט יוחסו להפקת הגז הטבעי.

<sup>27</sup> יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2022 המפורטים לעיל אינם מבוקרים וכפופים לקבלת נתונים סופיים מהמפעיליה ולניתוחים סופיים המתבצעים כחלק מתהליכי הבקרה והדיווח השוטפים של השותפות לסוף תקופות הדיווח השנה.

<sup>28</sup> הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

<sup>29</sup> יצוין כי, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'יז אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון וכן אל נקודת המסירה בעקבה בירדן, לצורך אספקת הגז למצרים בסך של כ- 25.1 מיליון דולר ברבעון הראשון של שנת 2022, בסך של כ- 31.8 מיליון דולר ברבעון השני של שנת 2022, בסך של כ- 19.7 מיליון דולר ברבעון השלישי של שנת 2022, ובסך של כ- 31.4 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2022 (100%).



## 5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 15 בינואר, 2023 ;
- (2) ציון שם התאגיד: ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- (2018) Petroleum Resources Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום דוח המשאבים ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות.

---

גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

### השותפים במאגר לויתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:

45.34%	השותפות
39.66%	שברון
15.00%	רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי

בניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

על-ידי: יוסי אבו, מנכ"ל

וצבי קרץ', סמנכ"ל אקספלורציה

January 13, 2023

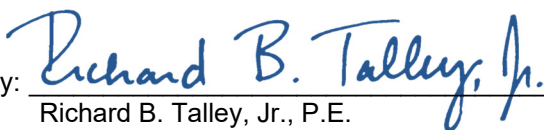
Mr. Yossi Abu  
NewMed Energy – Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy – Limited Partnership (NewMed) to use our report dated January 13, 2023, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of September 30, 2022, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The January 13 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of September 30, 2022, to the NewMed interest in these properties.

Sincerely,

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

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

RBT:MDK

**ESTIMATES**  
of  
**RESERVES AND FUTURE REVENUE AND  
CONTINGENT RESOURCES AND CASH FLOW**  
to the  
**NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP  
INTEREST**  
in  
**CERTAIN GAS PROPERTIES**  
located in  
**LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15  
OFFSHORE ISRAEL**  
as of  
**SEPTEMBER 30, 2022**

**BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS**  
specified by  
**NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP**

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

January 13, 2023

NewMed Energy – Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of September 30, 2022, to the NewMed Energy – Limited Partnership (NewMed) interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources and cash flow, as of September 30, 2022, to the NewMed interest in these properties. It is our understanding that NewMed owns a direct working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves and the Phase I – First Stage contingent resources, this report has been prepared using price and cost parameters specified by NewMed, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the January 12, 2023, exchange rate was 3.42 New Israeli Shekels per United States dollar.

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). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for NewMed'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.

## RESERVES

---

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. 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 probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the NewMed working interest reserves for these properties, as of September 30, 2022, to be:

January 13, 2023  
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	11,933.2	5,410.5	26.3	11.9
Probable	1,146.0	519.6	2.5	1.1
Proved + Probable (2P)	13,079.3	5,930.1	28.8	13.0
Possible	808.3	366.5	1.8	0.8
Proved + Probable + Possible (3P)	13,887.6	6,296.6	30.6	13.9

*Totals may not add because of rounding.*

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the NewMed interest in these properties, as of September 30, 2022, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	11,395.2	6,083.7	4,082.0	3,099.9	2,521.6
Probable	1,008.9	479.5	330.8	267.4	230.0
Proved + Probable (2P)	12,404.1	6,563.1	4,412.7	3,367.3	2,751.7
Possible	742.8	257.2	137.8	99.8	84.4
Proved + Probable + Possible (3P)	13,146.9	6,820.3	4,550.5	3,467.1	2,836.1

*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.

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 September 30, 2022, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

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

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the NewMed 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 NewMed receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

## CONTINGENT RESOURCES

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. The contingent resources shown in this report are contingent upon finalization of additional gas contracts, sanctioning of additional Phase I – First Stage drilling and an additional gathering line, and project sanctioning for additional future development. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources by development phase for these properties, as of September 30, 2022, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage <sup>(1)</sup>	3,681.2	3,870.5	3,389.9	8.1	8.5	7.5
Future Development	403.9	5,020.3	9,621.3	0.9	11.0	21.2
Total	4,085.1	8,890.8	13,011.1	9.0	19.6	28.6

*Totals may not add because of rounding.*

<sup>(1)</sup> The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For the Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 1C and 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of September 30, 2022, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage <sup>(1)</sup>	1,669.1	1,754.9	1,537.0	3.7	3.9	3.4
Future Development	183.1	2,276.2	4,362.3	0.4	5.0	9.6
Total	1,852.2	4,031.1	5,899.2	4.1	8.9	13.0

*Totals may not add because of rounding.*

<sup>(1)</sup> The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. For the Phase I – First Stage, the 3C contingent resources are less than the 1C and 2C contingent resources because a larger portion of the estimated volumes for the high estimate case has been classified as reserves.

January 13, 2023  
Page 4 of 6

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. We estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the NewMed interest in these properties, as of September 30, 2022, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	2,927.8	988.2	439.8	250.2	170.1
Best Estimate (2C)	3,073.1	818.9	266.1	104.0	49.1
High Estimate (3C)	2,617.4	660.5	195.2	63.5	20.8

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables VII through IX present cash flow, costs, and taxes by resources category for the Phase I – First Stage contingent resources. As requested, we have included an appendix to this report that presents tables of cash flow, costs, and taxes resulting from aggregating our estimates of reserves and the Phase I – First Stage contingent resources.

## ECONOMIC PARAMETERS

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

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited is the operator of the properties. Based on our understanding of future development plans, 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 not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by NewMed and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for gas and condensate export facility upgrades, new development wells and flowlines, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, 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 NewMed'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.

January 13, 2023  
Page 5 of 6

## GENERAL INFORMATION

---

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves and contingent resources have been estimated. 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 or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates 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 current development plans as provided to us by NewMed, 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 volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes 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, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. 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 and contingent resources 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 volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. The contingent resources and a portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table X. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on September 15, 2022, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed, Chevron Mediterranean Limited, 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 NewMed.



January 13, 2023  
Page 6 of 6


QUALIFICATIONS


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

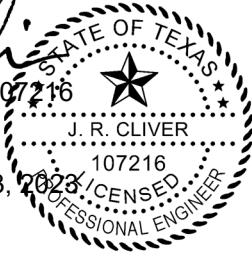
This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver and Mr. Long are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been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

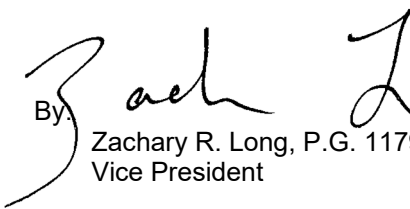
Sincerely,

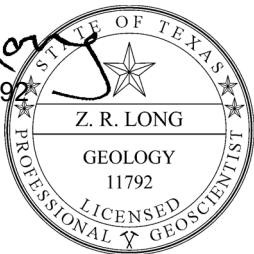
**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**  
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By:   
John R. Cliver P.E. 107216  
Vice President  
Date Signed: January 13, 2023  
JRC:MDK



By:   
Zachary R. Long, P.G. 11792  
Vice President  
Date Signed: January 13, 2023



**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.

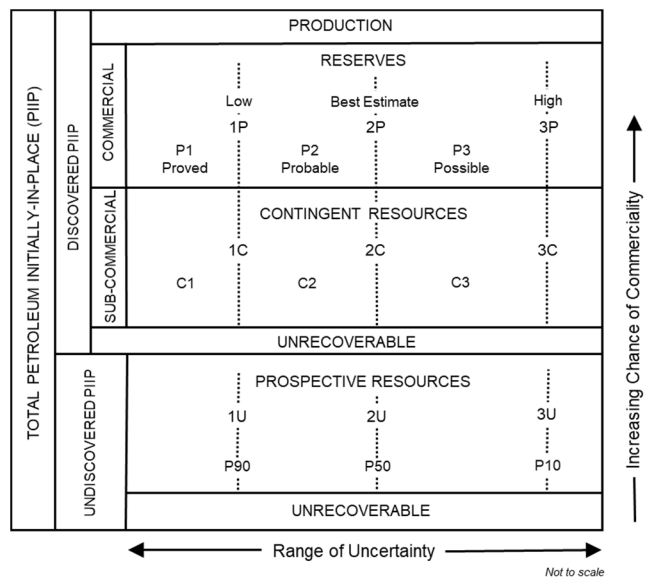


Figure 1.1—Resources classification framework

## 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).

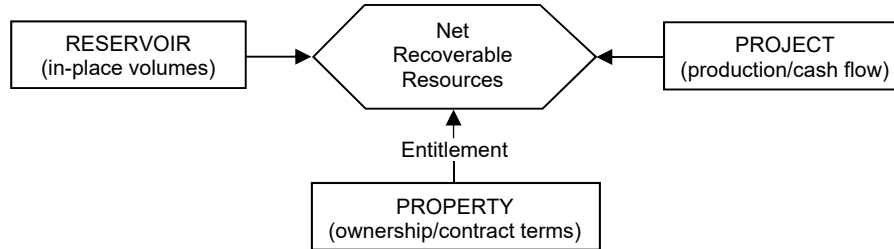


Figure 1.2—Resources evaluation

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**

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<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 Proved where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
<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  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

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\$)				
12-31-2022	267.3	26.9	4.5	9.0	42.4	20.8	0.0	38.3	165.8
12-31-2023	1,029.3	118.4	14.2	28.4	161.0	50.9	0.0	130.7	686.7
12-31-2024	1,047.5	120.5	14.5	28.9	163.8	0.0	0.0	122.1	761.6
12-31-2025	1,045.6	120.2	43.9	28.9	193.0	0.0	0.0	120.3	732.3
12-31-2026	1,024.6	117.8	61.3	28.3	207.4	0.0	0.0	119.8	697.4
12-31-2027	1,025.3	117.9	61.3	28.3	207.5	0.0	0.0	122.3	695.4
12-31-2028	1,043.8	120.0	62.4	28.8	211.3	0.0	0.0	123.7	708.9
12-31-2029	1,055.7	121.4	63.1	29.1	213.7	0.0	0.0	144.2	697.8
12-31-2030	1,071.1	123.2	64.1	29.6	216.8	0.0	0.0	123.7	730.7
12-31-2031	1,099.8	126.5	65.8	30.4	222.6	0.0	0.0	123.8	753.4
12-31-2032	1,099.9	126.5	65.8	30.4	222.6	0.0	0.0	123.9	753.5
12-31-2033	1,100.3	126.5	65.8	30.4	222.7	0.0	0.0	123.8	753.8
12-31-2034	1,101.5	126.7	65.9	30.4	222.9	0.0	0.0	144.4	734.2
12-31-2035	1,055.6	121.4	63.1	29.1	213.7	0.0	0.0	100.9	741.1
12-31-2036	1,055.6	121.4	63.1	29.1	213.7	0.0	0.0	100.9	741.1
Subtotal	15,123.1	1,737.3	778.8	419.0	2,935.1	71.7	0.0	1,762.6	10,353.6
Remaining	20,729.8	2,363.9	1,239.6	572.1	4,195.7	0.0	95.7	2,799.6	13,638.8
Total	35,852.9	4,121.2	2,018.4	991.2	7,130.8	71.7	95.7	4,562.2	23,992.4

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	165.8	23.0	142.6	23.2	23.0	22.9	22.8	22.7
12-31-2023	0.0	0.0	686.7	23.0	118.4	568.2	547.8	529.0	511.7	495.6
12-31-2024	0.0	0.0	761.6	23.0	122.0	639.6	597.2	541.3	500.8	464.9
12-31-2025	0.0	0.0	732.3	23.0	115.3	617.0	539.5	474.8	420.1	373.7
12-31-2026	5.2	36.4	661.0	23.0	98.9	562.1	468.1	393.2	332.8	283.7
12-31-2027	26.1	181.4	514.1	23.0	65.1	449.0	356.1	285.5	231.2	188.8
12-31-2028	33.4	236.5	472.4	23.0	55.6	416.9	314.9	241.0	186.6	146.1
12-31-2029	39.3	274.3	423.5	23.0	45.3	378.2	272.1	198.8	147.2	110.5
12-31-2030	44.7	326.6	404.0	23.0	82.2	321.9	220.5	153.8	109.0	78.3
12-31-2031	46.8	352.6	400.8	23.0	82.9	317.9	207.5	138.1	93.6	64.5
12-31-2032	46.8	352.6	400.8	23.0	83.8	317.0	197.0	125.2	81.2	53.6
12-31-2033	46.8	352.8	401.0	23.0	85.9	315.2	186.5	113.1	70.1	44.4
12-31-2034	46.8	343.6	390.6	23.0	85.0	305.6	172.2	99.7	59.1	35.9
12-31-2035	46.8	346.8	394.2	23.0	90.7	303.6	163.0	90.1	51.1	29.7
12-31-2036	46.8	346.8	394.2	23.0	90.7	303.6	155.2	81.9	44.4	24.7
Subtotal		3,150.5	7,203.2		1,364.3	5,838.9	4,410.8	3,488.3	2,861.8	2,417.2
Remaining		6,410.1	7,228.7		1,672.4	5,556.3	1,672.9	593.7	238.1	104.5
Total		9,560.6	14,431.8		3,036.6	11,395.2	6,083.7	4,082.0	3,099.9	2,521.6

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs: insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

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%	
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)	(MM\$)
12-31-2022	15.2	1.6	0.2	0.4	2.3	0.0	0.0	15.8	-2.8	
12-31-2023	111.8	12.9	1.5	3.1	17.5	0.0	0.0	10.2	84.1	
12-31-2024	150.6	17.3	2.1	4.2	23.5	0.0	0.0	12.8	114.2	
12-31-2025	168.2	19.3	24.8	4.6	48.8	0.0	0.0	12.8	106.6	
12-31-2026	182.0	20.9	10.9	5.0	36.8	0.0	0.0	13.3	131.9	
12-31-2027	181.8	20.9	10.9	5.0	36.8	0.0	0.0	13.3	131.7	
12-31-2028	185.6	21.3	11.1	5.1	37.6	0.0	0.0	13.3	134.7	
12-31-2029	170.8	19.6	10.2	4.7	34.6	0.0	0.0	13.2	123.0	
12-31-2030	141.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.0	13.0	100.0	
12-31-2031	109.9	12.6	6.6	3.0	22.3	0.0	0.0	7.0	80.7	
12-31-2032	81.3	9.4	4.9	2.2	16.5	0.0	0.0	6.9	58.0	
12-31-2033	53.7	6.2	3.2	1.5	10.9	0.0	0.0	6.7	36.2	
12-31-2034	29.3	3.4	1.8	0.8	5.9	0.0	0.0	6.5	16.8	
12-31-2035	5.1	0.6	0.3	0.1	1.0	0.0	0.0	2.4	1.6	
12-31-2036	-16.4	-1.9	-1.0	-0.5	-3.3	0.0	0.0	2.3	-15.4	
Subtotal	1,570.6	180.5	95.9	43.3	319.8	0.0	0.0	149.4	1,101.4	
Remaining	1,837.2	211.3	109.9	50.7	371.8	0.0	0.0	75.7	1,389.7	
Total	3,407.8	391.8	205.8	94.1	691.6	0.0	0.0	225.1	2,491.1	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and 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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	-2.8	23.0	-0.7	-2.2	-2.2	-2.2	-2.2	-2.1
12-31-2023	0.0	0.0	84.1	23.0	19.3	64.8	62.4	60.3	58.3	56.5
12-31-2024	0.0	0.0	114.2	23.0	26.3	87.9	80.7	74.4	68.9	63.9
12-31-2025	0.0	0.0	106.6	23.0	24.5	82.1	71.8	63.2	55.9	49.7
12-31-2026	17.8	111.3	20.7	23.0	4.7	15.9	13.2	11.1	9.4	8.0
12-31-2027	31.8	82.0	49.7	23.0	11.4	35.3	30.4	24.4	19.7	16.1
12-31-2028	39.5	97.1	37.6	23.0	8.7	29.0	21.9	16.8	13.0	10.2
12-31-2029	45.6	99.7	23.3	23.0	5.4	18.0	12.9	9.4	7.0	5.2
12-31-2030	46.8	62.1	37.9	23.0	8.7	29.2	20.0	13.9	9.9	7.1
12-31-2031	46.8	37.8	42.9	23.0	9.9	33.1	21.6	14.4	9.7	6.7
12-31-2032	46.8	27.1	30.9	23.0	7.1	23.8	14.8	9.4	6.1	4.0
12-31-2033	46.8	16.9	19.3	23.0	4.4	14.8	8.8	5.3	3.3	2.1
12-31-2034	46.8	7.9	8.9	23.0	2.1	6.9	3.9	2.2	1.3	0.8
12-31-2035	46.8	0.8	0.9	23.0	0.2	0.7	0.4	0.2	0.1	0.1
12-31-2036	46.8	-7.2	-8.2	23.0	-1.9	-6.3	-3.2	-1.7	-0.9	-0.5
Subtotal		535.4	566.0		130.2	435.8	357.3	301.1	259.5	227.8
Remaining		645.4	744.3		171.2	573.1	122.1	29.6	7.9	2.2
Total		1,180.8	1,310.3		301.4	1,008.9	479.5	330.8	267.4	230.0

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs: insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

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\$)				
12-31-2022	282.5	30.5	4.7	9.4	44.7	20.8	0.0	54.0	162.9
12-31-2023	1,141.1	131.2	15.7	31.5	178.5	50.9	0.0	140.9	770.8
12-31-2024	1,198.1	137.8	16.5	33.1	187.4	0.0	0.0	134.9	875.8
12-31-2025	1,213.8	139.6	68.7	33.5	241.8	0.0	0.0	133.0	838.9
12-31-2026	1,206.6	138.8	72.2	33.3	244.2	0.0	0.0	133.1	829.3
12-31-2027	1,207.1	138.8	72.2	33.3	244.3	0.0	0.0	135.6	827.2
12-31-2028	1,229.5	141.4	73.5	33.9	248.8	0.0	0.0	137.0	843.6
12-31-2029	1,226.5	141.0	73.3	33.9	248.2	0.0	0.0	157.4	820.8
12-31-2030	1,212.9	139.6	72.5	33.5	245.5	0.0	0.0	136.7	830.7
12-31-2031	1,209.7	139.1	72.3	33.4	244.8	0.0	0.0	130.8	834.1
12-31-2032	1,181.3	135.8	70.6	32.6	239.1	0.0	0.0	130.7	811.5
12-31-2033	1,154.0	132.7	69.0	31.9	233.6	0.0	0.0	130.4	790.0
12-31-2034	1,130.8	130.0	67.6	31.2	228.9	0.0	0.0	150.9	751.0
12-31-2035	1,060.7	122.0	63.4	29.3	214.7	0.0	0.0	103.3	742.7
12-31-2036	1,039.2	119.5	62.1	28.7	210.3	0.0	0.0	103.2	725.7
Subtotal	16,693.7	1,917.8	874.7	462.4	3,254.9	71.7	0.0	1,912.0	11,455.0
Remaining	22,567.0	2,595.2	1,349.5	622.8	4,567.6	0.0	95.7	2,875.3	15,028.5
Total	39,260.6	4,513.0	2,224.2	1,085.2	7,822.4	71.7	95.7	4,787.3	26,483.5

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	162.9	23.0	142.0	21.0	20.9	20.7	20.6	20.5
12-31-2023	0.0	0.0	770.8	23.0	137.8	633.0	610.3	589.3	570.0	552.1
12-31-2024	0.0	0.0	875.8	23.0	148.3	727.5	688.0	615.8	589.7	528.8
12-31-2025	0.0	0.0	838.9	23.0	139.8	699.1	611.3	537.9	476.0	423.4
12-31-2026	17.8	147.7	681.7	23.0	103.6	578.0	481.4	404.3	342.2	291.7
12-31-2027	31.8	263.4	563.8	23.0	76.5	487.3	386.5	309.9	250.9	205.0
12-31-2028	39.5	333.6	510.1	23.0	64.2	445.8	336.8	267.7	199.6	156.3
12-31-2029	45.6	374.0	446.8	23.0	50.6	396.2	285.0	208.2	154.2	115.7
12-31-2030	46.8	388.8	441.9	23.0	90.9	351.0	240.5	167.7	118.8	85.4
12-31-2031	46.8	390.4	443.8	23.0	92.8	351.0	229.0	152.4	103.3	71.2
12-31-2032	46.8	379.8	431.7	23.0	90.9	340.8	211.8	134.6	87.2	57.6
12-31-2033	46.8	369.7	420.3	23.0	90.3	330.0	195.3	118.4	73.4	46.5
12-31-2034	46.8	351.5	399.5	23.0	87.1	312.5	176.1	102.0	60.5	36.7
12-31-2035	46.8	347.6	395.1	23.0	90.8	304.3	163.3	90.3	51.2	29.8
12-31-2036	46.8	339.6	386.1	23.0	88.8	297.3	152.0	80.2	43.5	24.2
Subtotal		3,685.9	7,769.1		1,494.4	6,274.7	4,768.1	3,789.4	3,121.3	2,645.0
Remaining		7,055.5	7,973.0		1,843.6	6,129.4	1,795.0	623.3	246.0	106.7
Total		10,741.4	15,742.1		3,338.0	12,404.1	6,563.1	4,412.7	3,367.3	2,751.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs: insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

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\$)				
12-31-2022	20.2	2.2	0.3	0.6	3.0	0.0	0.0	1.8	15.4
12-31-2023	103.6	11.9	1.4	2.9	16.2	0.0	0.0	7.1	80.3
12-31-2024	47.1	5.4	6.3	1.3	13.0	0.0	0.0	5.0	29.1
12-31-2025	24.4	2.8	5.3	0.7	8.8	0.0	0.0	4.8	10.8
12-31-2026	9.0	1.0	0.5	0.2	1.8	0.0	0.0	5.1	2.1
12-31-2027	10.9	1.2	0.6	0.3	2.2	0.0	0.0	5.1	3.5
12-31-2028	8.8	1.0	0.5	0.2	1.8	0.0	0.0	5.1	1.9
12-31-2029	26.0	3.0	1.6	0.7	5.3	0.0	0.0	5.2	15.5
12-31-2030	41.7	4.8	2.5	1.2	8.4	0.0	0.0	5.3	28.0
12-31-2031	34.6	4.0	2.1	1.0	7.0	0.0	0.0	2.3	25.3
12-31-2032	32.0	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	-2.7	28.2
12-31-2033	31.8	3.7	1.9	0.9	6.4	0.0	0.0	-6.5	31.9
12-31-2034	32.5	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-4.6	30.5
12-31-2035	35.7	4.1	2.1	1.0	7.2	0.0	0.0	0.9	27.6
12-31-2036	35.7	4.1	2.1	1.0	7.2	0.0	0.0	0.9	27.6
Subtotal	494.1	56.7	31.2	13.6	101.5	0.0	0.0	35.0	357.6
Remaining	1,864.2	214.4	111.5	51.5	377.3	0.0	0.0	30.7	1,456.2
Total	2,358.3	271.1	142.7	65.1	478.8	0.0	0.0	65.7	1,813.7

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and 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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	15.4	23.0	3.5	11.8	11.8	11.7	11.6	11.6
12-31-2023	0.0	0.0	80.3	23.0	18.5	61.8	59.6	57.5	55.6	53.9
12-31-2024	0.0	0.0	29.1	23.0	6.7	22.4	20.6	18.9	17.5	16.3
12-31-2025	0.0	0.0	10.8	23.0	2.5	8.3	7.2	6.4	5.6	5.0
12-31-2026	22.6	40.6	-38.5	23.0	-8.9	-29.7	-24.7	-20.7	-17.6	-15.0
12-31-2027	33.4	14.4	-10.9	23.0	-2.5	-8.4	-6.6	-5.3	-4.3	-3.5
12-31-2028	40.8	11.8	-9.8	23.0	-2.3	-7.6	-5.7	-4.4	-3.4	-2.7
12-31-2029	46.2	12.7	2.8	23.0	0.6	2.1	1.5	1.1	0.8	0.6
12-31-2030	46.8	13.1	14.9	23.0	3.4	11.5	7.9	5.5	3.9	2.8
12-31-2031	46.8	11.8	13.4	23.0	3.1	10.3	6.8	4.5	3.0	2.1
12-31-2032	46.8	13.2	15.0	23.0	3.5	11.6	7.2	4.6	3.0	2.0
12-31-2033	46.8	14.9	17.0	23.0	3.9	13.1	7.7	4.7	2.9	1.8
12-31-2034	46.8	14.3	16.2	23.0	3.7	12.5	7.0	4.1	2.4	1.5
12-31-2035	46.8	12.9	14.7	23.0	3.4	11.3	6.1	3.3	1.9	1.1
12-31-2036	46.8	12.9	14.7	23.0	3.4	11.3	5.8	3.0	1.7	0.9
Subtotal		172.6	184.9		42.5	142.4	112.0	94.9	84.8	78.4
Remaining		676.4	779.7		179.3	600.4	145.1	42.9	15.0	6.0
Total		849.1	964.6		221.9	742.8	257.2	137.8	99.8	84.4

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs: insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

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\$)				
12-31-2022	302.7	32.7	5.0	10.0	47.7	20.8	0.0	55.9	178.3
12-31-2023	1,244.7	143.1	17.2	34.4	194.7	50.9	0.0	148.0	851.0
12-31-2024	1,245.2	143.2	22.9	34.4	200.4	0.0	0.0	139.9	904.9
12-31-2025	1,238.2	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	137.9	849.7
12-31-2026	1,215.7	139.8	72.7	33.6	246.0	0.0	0.0	138.2	831.4
12-31-2027	1,218.0	140.1	72.8	33.6	246.5	0.0	0.0	140.7	830.7
12-31-2028	1,238.3	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	142.1	845.5
12-31-2029	1,252.4	144.0	74.9	34.6	253.5	0.0	0.0	162.6	836.3
12-31-2030	1,254.6	144.3	75.0	34.6	253.9	0.0	0.0	142.0	858.7
12-31-2031	1,244.3	143.1	74.4	34.3	251.9	0.0	0.0	133.1	859.4
12-31-2032	1,213.3	139.5	72.6	33.5	245.6	0.0	0.0	128.0	839.7
12-31-2033	1,185.9	136.4	70.9	32.7	240.0	0.0	0.0	123.9	821.9
12-31-2034	1,163.3	133.8	69.6	32.1	235.4	0.0	0.0	146.3	781.5
12-31-2035	1,096.4	126.1	65.6	30.3	221.9	0.0	0.0	104.3	770.2
12-31-2036	1,074.9	123.6	64.3	29.7	217.6	0.0	0.0	104.1	753.2
Subtotal	17,187.8	1,974.5	905.9	476.0	3,356.4	71.7	0.0	1,947.1	11,812.6
Remaining	24,431.1	2,809.6	1,461.0	674.3	4,944.9	0.0	95.7	2,906.0	16,484.6
Total	41,618.9	4,784.1	2,366.8	1,150.3	8,301.3	71.7	95.7	4,853.0	28,297.2

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	178.3	23.0	145.5	32.8	32.6	32.4	32.3	32.1
12-31-2023	0.0	0.0	851.0	23.0	156.2	694.8	689.9	646.9	625.7	606.0
12-31-2024	0.0	0.0	904.9	23.0	155.0	749.9	698.5	634.7	587.2	545.1
12-31-2025	0.0	0.0	849.7	23.0	142.3	707.4	618.6	544.3	481.7	428.5
12-31-2026	22.6	188.3	643.1	23.0	94.8	548.4	456.7	383.6	324.7	276.8
12-31-2027	33.4	277.8	552.9	23.0	74.0	478.9	379.8	304.5	246.6	201.4
12-31-2028	40.8	345.3	500.2	23.0	62.0	438.3	331.1	253.4	196.2	153.6
12-31-2029	46.2	386.8	448.6	23.0	51.3	398.3	286.5	209.3	155.1	116.3
12-31-2030	46.8	401.9	456.8	23.0	94.3	362.5	248.4	173.2	122.7	88.2
12-31-2031	46.8	402.2	457.2	23.0	95.9	361.3	235.8	156.9	106.4	73.3
12-31-2032	46.8	393.0	446.7	23.0	94.4	352.4	219.0	139.1	90.2	59.6
12-31-2033	46.8	384.7	437.3	23.0	94.2	343.1	203.0	123.1	76.4	48.3
12-31-2034	46.8	365.7	415.8	23.0	90.8	325.0	183.2	106.0	62.9	38.1
12-31-2035	46.8	360.5	409.8	23.0	94.2	315.5	169.4	93.6	53.1	30.9
12-31-2036	46.8	352.5	400.7	23.0	92.1	308.6	157.8	83.2	45.2	25.2
Subtotal		3,858.5	7,954.1		1,537.0	6,417.1	4,880.2	3,884.3	3,206.1	2,723.4
Remaining		7,731.9	8,752.7		2,022.9	6,729.8	1,940.1	666.2	261.0	112.7
Total		11,590.5	16,706.8		3,559.9	13,146.9	6,820.3	4,550.5	3,467.1	2,836.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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



HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA  
NEWMED ENERGY – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2022 <sup>(2)</sup>	137.0	6.26	0.96	0.72	4.58	2.2 <sup>(3)</sup>
2021	171.5	5.14	0.75	0.68	3.71	2.8
2020	116.2	5.06	0.74	0.76	3.56	1.9

Note: Values in this table have been provided by NewMed; these values are based on historical data since January 2020.

- (1) The reserves depletion rate is the percentage of yearly gas produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year.  
(2) The 2022 data are based on historical production data from January through September 2022 and are representative of unaudited financial data.  
(3) The 2022 reserves depletion rate uses a prorated annual value based on actual production through September 2022.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES  
NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%	
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)	(MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	38.3	4.4	0.5	1.1	6.0	0.0	0.0	0.2	32.1	0.2
12-31-2024	26.1	3.0	0.4	0.7	4.1	0.0	0.0	0.2	21.8	0.2
12-31-2025	81.2	9.3	9.3	2.2	20.9	0.0	0.0	0.4	59.9	0.4
12-31-2026	96.7	11.1	5.8	2.7	19.6	0.0	0.0	0.6	76.6	0.6
12-31-2027	128.5	14.8	7.7	3.5	26.0	0.0	0.0	0.8	101.7	0.8
12-31-2028	177.4	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	1.0	140.5	1.0
12-31-2029	179.3	20.6	10.7	4.9	36.3	87.5	0.0	1.0	54.5	1.0
12-31-2030	181.8	20.9	10.9	5.0	36.8	0.0	0.0	1.0	144.0	1.0
12-31-2031	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	0.0	0.0	1.1	153.9	1.1
12-31-2032	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	197.6	0.0	1.1	-43.8	1.1
12-31-2033	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	0.0	0.0	1.1	153.9	1.1
12-31-2034	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	0.0	0.0	1.1	153.9	1.1
12-31-2035	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	110.1	0.0	1.1	43.7	1.1
12-31-2036	194.3	22.3	11.6	5.4	39.3	197.6	0.0	1.1	-43.8	1.1
Subtotal	2,074.9	238.6	125.5	57.3	421.4	592.8	0.0	11.8	1,048.9	11.8
Remaining	8,816.4	1,013.9	527.2	243.3	1,784.4	734.0	78.9	49.5	6,169.6	49.5
Total	10,891.3	1,252.5	652.7	300.6	2,205.8	1,326.9	78.9	61.2	7,218.5	61.2

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow 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 Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)	
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	32.1	23.0	7.4	24.7	23.8	23.0	22.3	21.6	21.6
12-31-2024	0.0	0.0	21.8	23.0	5.0	16.8	15.4	14.2	13.2	12.2	12.2
12-31-2025	0.0	0.0	59.9	23.0	13.8	46.2	40.4	35.5	31.4	28.0	28.0
12-31-2026	9.3	35.9	40.7	23.0	9.4	31.3	26.1	21.9	18.5	15.8	15.8
12-31-2027	28.9	49.4	52.4	23.0	12.0	40.3	32.0	25.6	20.8	17.0	17.0
12-31-2028	37.2	79.2	61.3	23.0	14.1	47.2	35.7	27.3	21.1	16.5	16.5
12-31-2029	43.5	52.9	1.6	23.0	19.5	-17.8	-12.8	-9.4	-6.9	-5.2	-5.2
12-31-2030	46.8	82.4	61.5	23.0	12.1	49.4	33.8	23.6	16.7	12.0	12.0
12-31-2031	46.8	72.0	81.9	23.0	16.8	65.0	42.4	28.2	19.1	13.2	13.2
12-31-2032	46.8	-20.5	-23.3	23.0	35.8	-59.1	-36.7	-23.3	-15.1	-10.0	-10.0
12-31-2033	46.8	72.0	81.9	23.0	12.3	69.6	41.2	25.0	15.5	9.8	9.8
12-31-2034	46.8	72.0	81.9	23.0	12.3	69.6	39.2	22.7	13.5	8.2	8.2
12-31-2035	46.8	20.5	23.3	23.0	22.9	0.4	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0
12-31-2036	46.8	-20.5	-23.3	23.0	28.7	-52.0	-26.6	-14.0	-7.6	-4.2	-4.2
Subtotal		495.2	553.7		222.1	331.6	254.1	200.5	162.5	134.8	134.8
Remaining		2,920.9	3,248.7		852.5	2,596.2	734.1	239.2	87.7	35.3	35.3
Total		3,416.1	3,802.3		874.5	2,927.8	988.2	439.8	250.2	170.1	170.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES  
NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	29.9	3.4	0.4	0.8	4.7	0.0	0.0	0.2	25.1
12-31-2024	16.4	1.9	0.2	0.5	2.6	0.0	0.0	0.1	13.8
12-31-2025	19.3	2.2	4.0	0.5	6.7	0.0	0.0	0.1	12.5
12-31-2026	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7
12-31-2027	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7
12-31-2028	3.7	0.4	0.2	0.1	0.8	87.5	0.0	0.0	-84.5
12-31-2029	20.8	2.4	1.2	0.6	4.2	0.0	0.0	0.1	16.4
12-31-2030	52.6	6.1	3.1	1.5	10.7	110.1	0.0	0.3	-68.5
12-31-2031	86.9	10.0	5.2	2.4	17.6	0.0	0.0	0.5	68.8
12-31-2032	115.5	13.3	6.9	3.2	23.4	0.0	0.0	0.6	91.5
12-31-2033	143.1	16.5	8.6	4.0	29.0	87.5	0.0	0.8	25.9
12-31-2034	167.7	19.3	10.0	4.6	33.9	0.0	0.0	0.9	132.8
12-31-2035	191.2	22.0	11.4	5.3	38.7	0.0	0.0	1.1	151.4
12-31-2036	212.7	24.5	12.7	5.9	43.0	110.1	0.0	1.2	58.3
Subtotal	1,061.7	122.1	64.2	29.3	215.6	395.2	0.0	6.0	445.0
Remaining	10,244.3	1,178.1	612.6	282.7	2,073.4	931.6	78.9	57.5	7,102.8
Total	11,306.0	1,300.2	676.8	312.0	2,289.0	1,326.9	78.9	63.5	7,547.8

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow 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 Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	25.1	23.0	5.8	19.3	18.6	18.0	17.4	16.8
12-31-2024	0.0	0.0	13.8	23.0	3.2	10.6	9.7	9.0	8.3	7.7
12-31-2025	0.0	0.0	12.5	23.0	2.9	9.6	8.4	7.4	6.6	5.8
12-31-2026	20.0	18.2	-17.5	23.0	-4.0	-13.5	-11.2	-9.4	-8.0	-6.8
12-31-2027	32.4	4.9	-4.2	23.0	-1.0	-3.2	-2.6	-2.0	-1.7	-1.4
12-31-2028	39.5	-33.9	-50.6	23.0	7.5	-58.1	-43.9	-33.6	-26.0	-20.4
12-31-2029	45.4	5.8	10.6	23.0	0.4	10.2	7.3	5.4	4.0	3.0
12-31-2030	46.8	-32.0	-36.4	23.0	13.7	-50.1	-34.3	-23.9	-17.0	-12.2
12-31-2031	46.8	32.2	36.6	23.0	3.9	32.7	21.4	14.2	9.6	6.6
12-31-2032	46.8	42.8	48.7	23.0	6.7	42.0	26.1	16.6	10.8	7.1
12-31-2033	46.8	12.1	13.8	23.0	17.7	-4.0	-2.3	-1.4	-0.9	-0.6
12-31-2034	46.8	62.2	70.7	23.0	9.7	61.0	34.4	19.9	11.8	7.2
12-31-2035	46.8	70.9	80.6	23.0	12.0	68.6	36.8	20.3	11.5	6.7
12-31-2036	46.8	27.3	31.0	23.0	24.6	6.4	3.3	1.7	0.9	0.5
Subtotal		210.5	234.5		103.0	131.6	71.7	42.1	27.4	20.2
Remaining		3,346.4	3,756.4		815.0	2,941.5	747.2	224.0	76.6	28.9
Total		3,556.8	3,991.0		917.9	3,073.1	818.9	266.1	104.0	49.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.  
Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES  
NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	87.5	0.0	-87.5	
12-31-2030	16.3	1.9	1.0	0.4	3.3	0.0	0.0	12.9	
12-31-2031	51.1	5.9	3.1	1.4	10.3	0.0	0.0	40.5	
12-31-2032	80.8	9.3	4.8	2.2	16.3	110.1	0.0	-46.2	
12-31-2033	107.4	12.3	6.4	3.0	21.7	0.0	0.0	85.0	
12-31-2034	131.9	15.2	7.9	3.6	26.7	87.5	0.0	17.0	
12-31-2035	154.4	17.8	9.2	4.3	31.2	0.0	0.0	122.3	
12-31-2036	175.9	20.2	10.5	4.9	35.6	0.0	0.0	139.3	
Subtotal	717.7	82.5	42.9	19.8	145.3	285.1	0.0	283.3	
Remaining	9,175.5	1,055.2	548.7	253.2	1,857.1	1,041.8	78.9	51.5	
Total	9,893.2	1,137.7	591.6	273.1	2,002.4	1,326.9	78.9	55.5	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MM\$)	Future Net Cash Flow 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 Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	22.6	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	33.4	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	40.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	46.1	-41.4	-46.1	23.0	8.5	-54.6	-39.3	-28.7	-21.3	-15.9
12-31-2030	46.8	6.0	6.9	23.0	-0.4	7.3	5.0	3.5	2.5	1.8
12-31-2031	46.8	18.9	21.5	23.0	2.9	18.6	12.1	8.1	5.5	3.8
12-31-2032	46.8	-21.6	-24.6	23.0	16.4	-41.0	-25.5	-16.2	-10.5	-6.9
12-31-2033	46.8	39.8	45.2	23.0	5.9	39.4	23.3	14.1	8.8	5.5
12-31-2034	46.8	8.0	9.0	23.0	16.6	-7.6	-4.3	-2.5	-1.5	-0.9
12-31-2035	46.8	57.2	65.1	23.0	8.4	56.6	30.4	16.8	9.5	5.5
12-31-2036	46.8	65.2	74.1	23.0	10.5	63.6	32.5	17.2	9.3	5.2
Subtotal		132.1	151.2		68.8	82.3	34.3	12.3	2.3	-1.9
Remaining		2,898.2	3,248.0		713.0	2,535.0	626.2	182.9	61.2	22.8
Total		3,030.4	3,399.2		781.8	2,617.4	660.5	195.2	63.5	20.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064.

Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness <sup>(1)(2)</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	10,739,300	11,378,816	11,448,680	82,537	83,800	84,167	130	136	136	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,656,174	5,192,194	5,268,631	41,177	48,371	49,071	113	107	107	0.30	0.34	0.39
C Sand	1,915,488	2,315,922	2,451,782	19,413	24,373	25,789	99	95	95	0.66	0.73	0.74

Reservoir	Porosity <sup>(3)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</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	0.23	0.23	0.23	0.73	0.75	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.22	0.69	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.22	0.22	0.74	0.76	0.81	374	374	374	0.60	0.65	0.70

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 structural character of the B and C Sands results in a lower average gross thickness in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

<sup>(3)</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>(4)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.

## APPENDIX

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)  
NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES 1/14 AND 1/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2022	267.3	28.9	4.5	9.0	42.4	20.6	0.0	38.3	185.6
12-31-2023	1,067.6	122.8	14.7	29.5	167.0	50.9	0.0	130.6	718.8
12-31-2024	1,073.6	123.5	14.8	29.6	167.9	0.0	0.0	122.2	783.5
12-31-2025	1,126.9	129.8	53.2	31.1	213.9	0.0	0.0	120.7	792.2
12-31-2026	1,121.3	128.9	67.1	30.9	226.9	0.0	0.0	120.4	773.9
12-31-2027	1,153.8	132.7	69.0	31.8	233.5	0.0	0.0	123.1	757.2
12-31-2028	1,221.2	140.4	73.0	33.7	247.2	0.0	0.0	124.7	849.4
12-31-2029	1,235.0	142.0	73.9	34.1	250.0	87.5	0.0	145.3	752.3
12-31-2030	1,252.9	144.1	74.9	34.8	253.6	0.0	0.0	124.7	874.6
12-31-2031	1,294.1	148.8	77.4	35.7	261.9	0.0	0.0	124.9	907.3
12-31-2032	1,294.2	148.8	77.4	35.7	261.9	197.6	0.0	125.0	709.7
12-31-2033	1,294.6	148.9	77.4	35.7	262.0	0.0	0.0	124.9	907.7
12-31-2034	1,295.8	149.0	77.5	35.8	262.3	0.0	0.0	145.5	898.0
12-31-2035	1,249.9	143.7	74.7	34.5	258.0	110.1	0.0	102.0	784.8
12-31-2036	1,249.9	143.7	74.7	34.5	258.0	197.6	0.0	102.0	697.3
Subtotal	17,198.0	1,975.9	904.3	476.3	3,356.5	864.6	0.0	1,774.4	11,402.5
Remaining	29,546.2	3,397.8	1,766.9	815.5	5,980.1	734.0	174.5	2,849.0	19,808.4
Total	46,744.2	5,373.7	2,671.1	1,291.8	9,336.7	1,598.6	174.5	4,623.4	31,210.9

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	185.6	23.0	142.6	23.2	23.0	22.9	22.6	22.7
12-31-2023	0.0	0.0	718.8	23.0	126.8	593.0	571.7	552.1	534.0	517.2
12-31-2024	0.0	0.0	783.5	23.0	127.1	656.4	602.7	555.6	514.0	477.1
12-31-2025	0.0	0.0	792.2	23.0	129.1	663.2	579.9	510.3	451.5	401.7
12-31-2026	9.3	72.3	701.7	23.0	108.2	593.4	494.2	415.1	351.4	299.5
12-31-2027	28.9	230.7	566.4	23.0	77.1	489.3	388.1	311.1	251.9	205.8
12-31-2028	37.2	315.7	533.7	23.0	69.7	464.1	350.5	268.3	207.8	162.7
12-31-2029	43.5	327.2	425.1	23.0	64.8	360.4	269.2	189.4	140.3	105.3
12-31-2030	46.8	409.1	465.6	23.0	94.0	371.2	254.3	177.4	125.7	90.4
12-31-2031	46.8	424.6	482.7	23.0	98.7	383.0	249.9	166.3	112.7	77.7
12-31-2032	46.8	332.1	377.6	23.0	119.6	257.9	160.3	101.8	66.0	43.6
12-31-2033	46.8	424.8	482.9	23.0	98.1	384.7	227.7	138.1	85.6	54.2
12-31-2034	46.8	415.6	472.4	23.0	97.3	375.2	211.5	122.4	72.6	44.0
12-31-2035	46.8	367.3	417.5	23.0	113.5	304.0	163.2	90.2	51.2	29.7
12-31-2036	46.8	326.3	371.0	23.0	119.4	251.6	128.6	67.8	36.8	20.5
Subtotal		3,845.7	7,756.8		1,586.3	6,170.5	4,684.9	3,888.8	3,024.3	2,552.0
Remaining		9,331.9	10,477.4		2,324.8	8,152.6	2,407.0	833.0	325.8	139.8
Total		12,976.7	18,234.2		3,911.2	14,323.0	7,071.9	4,521.7	3,350.0	2,691.8

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved (1P) reserves, the 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)  
NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES 1/14 AND 1/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2022	282.5	30.5	4.7	9.4	44.7	20.8	0.0	54.0	182.9
12-31-2023	1,171.0	134.7	16.2	32.3	183.1	50.9	0.0	141.1	795.9
12-31-2024	1,214.5	139.7	16.8	33.5	190.0	0.0	0.0	135.0	889.6
12-31-2025	1,233.1	141.8	72.7	34.0	248.5	0.0	0.0	133.1	851.4
12-31-2026	1,207.5	138.9	72.2	33.3	244.4	0.0	0.0	133.1	830.0
12-31-2027	1,208.0	138.9	72.2	33.3	244.5	0.0	0.0	135.6	827.9
12-31-2028	1,233.2	141.8	73.7	34.0	249.6	87.5	0.0	137.0	759.1
12-31-2029	1,247.2	143.4	74.6	34.4	252.4	0.0	0.0	157.5	837.3
12-31-2030	1,265.5	145.5	75.7	34.9	258.1	110.1	0.0	137.0	762.2
12-31-2031	1,296.8	149.1	77.5	35.8	262.4	0.0	0.0	131.2	903.0
12-31-2032	1,296.8	149.1	77.5	35.8	262.5	0.0	0.0	131.4	903.0
12-31-2033	1,297.2	149.2	77.6	35.8	262.5	87.5	0.0	131.2	815.9
12-31-2034	1,298.4	149.3	77.6	35.8	262.8	0.0	0.0	151.9	893.8
12-31-2035	1,251.9	144.0	74.9	34.5	258.4	0.0	0.0	104.4	894.1
12-31-2036	1,251.9	144.0	74.9	34.5	258.4	110.1	0.0	104.4	784.0
Subtotal	17,755.4	2,039.9	938.8	491.7	3,470.4	467.0	0.0	1,918.0	11,900.0
Remaining	32,811.2	3,773.3	1,862.1	905.6	6,841.0	931.6	174.5	2,932.8	22,131.3
Total	50,566.7	5,813.2	2,900.9	1,397.3	10,111.4	1,398.6	174.5	4,850.8	34,031.3

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	182.9	23.0	142.0	21.0	20.9	20.7	20.6	20.5
12-31-2023	0.0	0.0	795.9	23.0	143.6	652.3	628.9	607.3	587.4	568.9
12-31-2024	0.0	0.0	889.6	23.0	151.5	738.1	677.7	624.7	578.0	536.5
12-31-2025	0.0	0.0	851.4	23.0	142.7	708.8	619.8	545.3	482.6	429.3
12-31-2026	20.0	185.9	664.1	23.0	89.6	564.5	470.1	394.9	334.3	284.9
12-31-2027	32.4	268.3	599.6	23.0	75.6	484.0	383.9	307.8	249.2	203.6
12-31-2028	39.5	299.7	459.4	23.0	71.7	387.8	292.9	224.2	173.6	135.9
12-31-2029	45.4	375.9	457.4	23.0	51.1	406.3	292.3	213.5	158.2	118.7
12-31-2030	46.8	368.7	405.5	23.0	104.6	300.9	206.2	143.8	101.9	73.2
12-31-2031	46.8	422.6	480.4	23.0	96.6	383.7	250.4	166.7	113.0	77.8
12-31-2032	46.8	422.6	480.4	23.0	97.6	382.8	237.9	151.2	98.0	64.7
12-31-2033	46.8	381.8	434.1	23.0	108.0	326.0	193.0	117.0	72.6	45.9
12-31-2034	46.8	413.6	470.2	23.0	98.8	373.4	210.5	121.9	72.3	43.8
12-31-2035	46.8	418.4	475.7	23.0	102.8	372.8	200.2	110.6	62.8	36.5
12-31-2036	46.8	366.9	417.1	23.0	113.4	303.7	155.2	81.9	44.4	24.8
Subtotal		3,896.3	8,093.7		1,597.4	6,406.3	4,839.8	3,831.5	3,148.7	2,685.2
Remaining		10,401.9	11,729.4		2,858.5	9,070.9	2,542.2	847.3	322.6	135.5
Total		14,298.2	19,733.1		4,255.9	15,477.2	7,382.0	4,678.8	3,471.3	2,800.8

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable (2P) reserves. As presented in the 2018 PRMS petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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



CASH FLOW, COSTS, AND TAXES  
 PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)  
 NEWMED ENERGY - LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
 LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
 AS OF SEPTEMBER 30, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2022	302.7	32.7	5.0	10.0	47.7	20.8	0.0	55.9	178.3
12-31-2023	1,244.7	143.1	17.2	34.4	194.7	50.9	0.0	148.0	851.0
12-31-2024	1,245.2	143.2	22.9	34.4	200.4	0.0	0.0	139.9	904.9
12-31-2025	1,238.2	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	137.9	849.7
12-31-2026	1,215.7	139.8	72.7	33.6	246.0	0.0	0.0	138.2	831.4
12-31-2027	1,218.0	140.1	72.8	33.6	246.5	0.0	0.0	140.7	830.7
12-31-2028	1,238.3	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	142.1	845.5
12-31-2029	1,252.4	144.0	74.9	34.6	253.5	87.5	0.0	162.6	748.9
12-31-2030	1,270.9	146.2	76.0	35.1	257.2	0.0	0.0	142.1	871.6
12-31-2031	1,295.5	149.0	77.5	35.8	262.2	0.0	0.0	133.4	899.9
12-31-2032	1,294.0	148.8	77.4	35.7	261.9	110.1	0.0	128.4	793.5
12-31-2033	1,293.2	148.7	77.3	35.7	261.8	0.0	0.0	124.5	907.0
12-31-2034	1,295.2	148.9	77.5	35.7	262.1	87.5	0.0	147.1	798.5
12-31-2035	1,250.8	143.8	74.8	34.5	253.2	0.0	0.0	106.1	892.5
12-31-2036	1,250.8	143.8	74.8	34.5	253.2	0.0	0.0	106.1	892.5
Subtotal	17,905.5	2,057.0	948.8	495.8	3,501.7	358.8	0.0	1,951.1	12,095.9
Remaining	33,606.7	3,864.8	2,009.7	927.5	6,802.0	1,041.8	174.5	2,957.5	22,830.9
Total	51,512.1	5,921.8	2,958.5	1,423.4	10,303.6	1,398.6	174.5	4,908.6	34,726.8

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	178.3	23.0	145.5	32.8	32.6	32.4	32.3	32.1
12-31-2023	0.0	0.0	851.0	23.0	198.2	694.8	669.8	646.9	625.7	606.0
12-31-2024	0.0	0.0	904.9	23.0	155.0	749.9	688.5	634.7	587.2	545.1
12-31-2025	0.0	0.0	849.7	23.0	142.3	707.4	618.6	544.3	481.7	428.5
12-31-2026	22.6	188.3	643.1	23.0	94.8	548.4	456.7	383.6	324.7	276.8
12-31-2027	33.4	277.8	552.9	23.0	74.0	478.9	379.3	304.5	246.6	201.4
12-31-2028	40.8	345.3	500.2	23.0	62.0	438.3	331.1	253.4	196.2	153.6
12-31-2029	46.1	345.4	403.6	23.0	59.8	343.7	247.3	180.6	133.8	100.4
12-31-2030	46.8	407.9	463.7	23.0	93.9	369.8	253.4	178.7	125.2	90.0
12-31-2031	46.8	421.1	478.7	23.0	98.8	379.9	247.9	165.0	111.8	77.1
12-31-2032	46.8	371.4	422.2	23.0	110.8	311.4	193.5	123.0	79.7	52.6
12-31-2033	46.8	424.5	482.5	23.0	100.1	382.4	226.3	137.3	85.1	53.9
12-31-2034	46.8	373.7	424.8	23.0	107.4	317.4	178.9	103.6	61.4	37.3
12-31-2035	46.8	417.7	474.8	23.0	102.6	372.2	199.8	110.4	62.6	36.4
12-31-2036	46.8	417.7	474.8	23.0	102.6	372.2	199.3	100.4	54.5	30.3
Subtotal		3,990.7	8,105.2		1,806.8	6,499.4	4,914.5	3,896.6	3,206.4	2,721.4
Remaining		10,830.2	12,060.7		2,735.9	9,264.8	2,566.3	849.1	322.2	135.5
Total		14,820.9	20,165.9		4,341.7	15,764.3	7,480.8	4,745.8	3,530.6	2,856.9

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2036, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

<sup>(1)</sup> Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and NewMed'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 NewMed.

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