



ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

("השותפות")

19 במרץ, 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 15.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-006945) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים המותנים", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 30.9.2022 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, ליום 31.12.2022, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים").¹

בהמשך לאמור בסעיף 3 לדוח הרבעון השלישי של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 24.11.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-141286) ("דוח רבעון שלישי"), ובדוח המשאבים הקודם, יכולת אספקת הגז המירבית הנוכחית מפרויקט לויתן הינה כ- 1.2 BCF ליום. על מנת להגדיל יכולת זו לכ- 1.4 BCF ליום, במסגרת שלב 1א', מקדמים שותפי לויתן פרויקט ששיקרו הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה ("פרויקט הצינור השלישי"). תקציב פרויקט הצינור השלישי, הכולל גם השקעות במערכות נלוות בפלטפורמה, מוערך בכ- 562 מיליון דולר (100%), אשר ייפרסו עד להפעלה הצפויה של הצינור השלישי במחצית שנת 2025. במסגרת קידום פרויקט הצינור השלישי, ביום 20.2.2023 אישרו השותפים בפרויקט לויתן ("השותפים") תקציב מקדמי בסך של כ- 45 מיליון דולר (100%) לצורך תכנון הנדסי ושימור מועדי אספקה באמצעות התקשרויות ראשוניות עם ספקים. בנוסף, אישרו השותפים, במסגרת אישור התקציב לשנת 2023, כ- 163 מיליון דולר נוספים (100%) לתקצוב פרויקט הצינור השלישי, כך שסך התקציבים שאושרו עד למועד דוח זה הינו כ- 208 מיליון דולר (100%), מתוך תקציב של כ- 562 מיליון דולר כאמור. יחד עם זאת, יצוין כי אף שטרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט הצינור השלישי, היא צפויה להתקבל, להערכת השותפות, במהלך הרבעון השני של שנת 2023, עם השלמת העבודות המקדמיות המתוארות לעיל.

לאור ההתקדמות שחלה בפרויקט הצינור השלישי, סיווג מעריך המשאבים, חברת Netherland, Sewell & Associates Inc ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים שסווגו בדוח המשאבים הקודם כמותנים, כעתודות, כפי שיפורט להלן.

במהלך שנת 2022 מכרו שותפי לויתן כ- 11.4 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.5 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ- 1.14 מיליארד דולר).²

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המובא לעיל לגבי פרויקט הצינור השלישי, לרבות מועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט, עלויות הפרויקט ומועד השלמתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). מידע זה מבוסס, בין היתר, על מידע שהתקבל מהמפעילה במאגר לויתן, Chevron Mediterranean

¹ מיליון 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").
² יובהר כי, ההכנסות לשנת 2022 אינן מבוקרות.

Ltd. ("המפעילה" או "שברון"), הערכות והשערות אשר במועד דוח זה אין לגביהן ודאות, בין היתר, מאחר שהתקיימותן תלויה בצדדים שלישיים וכן מותנית בגורמים ותנאים שאינם בשליטת השותפות.

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מ-NSAI, חלק מהמשאבים במאגר לווייתן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI כולל שני חלקים, כמפורט להלן:

- דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לווייתן ובכלל זאת מתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.

- דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. המשאבים המותנים חולקו לשתי קבוצות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.5(ד) לדוח התקופתי, ובתוספת פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח מעבר לשלב 1א'.

על-פי נתוני התזרימים המהוונים ליום 31.12.2022, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותנים מסוג 2P+2C, עלה בכ- 9.4%, לכ- 5.1 מיליארד דולר ובכ- 9.9% לכ- 6.3 מיליארד דולר, וביחס לעתודות מסוג 2P עלה בכ- 11.5% לכ- 4.9 מיליארד דולר ובכ- 13.2% לכ- 6 מיליארד דולר, והכל בשיעורי היוון של 10% ו- 7.5%, בהתאמה, וזאת ביחס לתזרים המהוון הקודם. הגידול האמור הינו על אף מכירות גז טבעי של כ- 2.83 BCM (100%) במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2022.

לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרימים המהוונים הנוכחיים לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

(א) עתודות במאגר לווייתן

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2022, העתודות בפרויקט לווייתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production). עתודות אלה הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
10.8	4,931.3	30.4	13,813.0	עתודות מוכחות 1P

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
⁴ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צויין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,040 BCF ושל כ- 4.5 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א'

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
				(Proved Reserves)
1.4	621.1	3.9	1,756.2	עתודות צפויות (Probable Reserves)
12.2	5,552.4	34.3	15,569.2	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.5	249.1	1.5	704.5	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
12.7	5,801.5	35.8	16,273.7	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). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(2) בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות, ובכלל זאת כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני 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 ויפותח בהתאם לתוכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה 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. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, 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

"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, יתכן כי כמות 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.

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, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי.⁵ יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות במסגרת ההסכמים הקיימים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy,⁶ כמפורט בסעיף 7.10.3(ד) לדוח התקופתי ("הסכם הייצוא 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 בשוקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לויתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לויתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין;⁸ ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר ממאגר לויתן 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/דולר⁹ או למחיר הברנט.

⁵ 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(ז) לדוח התקופתי, סעיף 8 לדוח רבעון שלישי והדוח המידי של השותפות מיום 21.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-016348 ("הדוח המידי מיום 21.2.2023")), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

⁶ ההסכם נחתם עם Dolphinus Holdings Limited, אשר הסבה בחדש יוני 2020 את הסכם הייצוא למצרים ל-Blue Ocean Energy.

⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2023 – כ-13.6; 2024 – כ-15.5; 2025 – כ-17; 2026 – כ-18.4 ו-2027 – כ-19.4. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המשופעת, בין היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו לייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור לייצור 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, ובין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ובעולם, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁸ 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.

⁹ שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ-3.5 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים והוא מבוסס על שערי החליפין הנקובים בתחזית BDO כאמור.

תעריף ייצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע ייצור החשמל של חברת החשמל לישראל בע"מ, ובכלל זאת עלות הדלקים שלה, עלויות הון ותפעול המשויות 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, שאינה כוללת עלויות בגין מס פחמן.

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ-90 דולר בשנת 2023, ירד לכ-83 דולר בשנת 2027, ויעלה לכ-93 דולר החל משנת 2032 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)¹⁰ 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), סעיף 9 לדוח רבעון שלישי, והדוח מידי של השותפות מיום 19.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-009273).

(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 יחידו את עלויות התפעול של הפרויקט. עלויות אלה מיוצגות ברמת המאגר וכן ליחידת הפקה, ועלויות התפעול בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הינן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה מפרויקטים דומים.

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenditures או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים הנובע מעבודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לויתן, לרבות השלמת קידוח "לויתן-8" וחיבורו הצפוי למערכת ההפקה הקיימת במהלך הרבעון השני של שנת 2023, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,¹¹ אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, לרבות הוצאות בקשר עם הצינור השלישי כמפורט לעיל, 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 יתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת תשתיות, לצידוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א לתוכנית 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 אטימה ונטישה (Plugging and Abandonment) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים

¹⁰ 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.

¹¹ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נת"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 (ד) ו-7.11.2 (ה) לדוח התקופתי, סעיף 10 לדוח רבעון ראשון, סעיף 8 לדוח הרבעון השני של שנת 2022, כפי שפורסם ביום 18.8.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-104980) ("דוח רבעון שני"), הדוח המידי של השותפות מיום 28.12.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-157144), והדוח המידי של השותפות מיום 27.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-018073).

באשר לעלות אטימת ונטישת הבארות, ולעלות נטישת הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, בהנחה 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. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לווייתן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריכו ב-20 שנים נוספות. עלויות הנטישה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לווייתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הינו 11.26%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים הינו 4.05% לפני מועד החזר ההשקעה ו-8.56% 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"), אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 ("החוק"). חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום לצרכי החוק ("המיזמים"). יודגש 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 אשר הוגשו 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. 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; ולצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזמים יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל החל מיום 1.1.2023 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2023 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

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

השינויים בתזרימים המהווים לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרימים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מפרויקט הצינור השלישי, וכן מעדכון ההנחות המפורטות לעיל, ואשר עיקרן מפורט להלן:

- א. נלקחה בחשבון לראשונה בתזרים המהוון של העתודות השקעה בפרויקט הצינור השלישי, בסך של כ- 562 מיליון דולר (100%), הכולל, כפי שצוין לעיל, גם השקעות במערכות נלוות בפלטפורמה. בהתאם, הוגדלו כמויות המכירה החל מהמחצית השנייה של שנת 2025. יצוין כי, בתזרים המהוון הקודם, השקעות אלה יוחסו למשאבים מותנים בשנים מאוחרות יותר.
- ב. עודכן תקציב ההשקעות בשנים 2023-2025, בעיקר בקשר עם השלמת קידוח "לוויתן-8" וחיבורו, פרויקט הצינור השלישי, כאמור בס"ק א' לעיל, קו ניצנה, כמפורט בסעיף 8 לדוח רבעון שני ובסעיף 10 לדוח רבעון שלישי, וכן נכללו תקציבים בסך כולל של כ- 96.4 מיליון דולר (100%) לשנת 2023 לביצוע תכנון הנדסי מוקדם במסגרת שלב 1' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן, הכוללים בדיקות לגבי הרחבת יכולת ההפקה של פרויקט לווייתן לכ- 21 BCM לשנה, והקמת מתקן הנזלה צף לייצוא (FLNG), כמפורט בדוח המיידני מיום 21.2.2023.
- ג. עודכן שיעור התמלוג החזוי ל- 11.26% (חלף 11.5%), השווה לשיעור תשלום המקדמות הקיים בפועל, ובהמשך להנחות המפורטות לאופן חישוב תמלוגי המדינה בחזקות לווייתן. בהתאם לכך, עודכן שיעור התמלוג האפקטיבי שמשלמת השותפות לצדדים שלישיים וקשורים, כמפורט בסעיף (ו) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2022, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹²

¹² שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתדות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
366,447	374,329	382,741	387,166	391,748	401,423	120,766	-	522,189	-	211,491	156,683	-	161,002	1,051,365	10.1	785	31.12.2023
394,801	420,827	449,843	465,626	482,355	518,980	133,427	-	652,406	-	159,592	132,488	-	170,789	1,115,275	10.8	839	31.12.2024
419,194	466,255	521,058	551,882	585,321	661,253	134,033	-	795,286	-	27,453	131,109	-	188,442	1,142,290	11.2	872	31.12.2025
370,313	429,795	502,145	544,220	590,937	700,977	135,967	-	836,945	-	-	122,465	-	237,124	1,196,534	12.0	929	31.12.2026
259,941	314,811	384,524	426,434	474,065	590,459	103,110	125,818	819,388	-	-	136,951	-	236,365	1,192,705	12.0	929	31.12.2027
185,652	234,616	299,596	339,977	386,950	506,053	78,710	251,675	836,438	-	-	137,622	-	240,745	1,214,806	12.0	929	31.12.2028
139,283	183,671	245,202	284,722	331,776	455,592	63,637	306,748	825,977	-	-	158,695	-	243,368	1,228,040	12.0	929	31.12.2029
100,055	137,678	192,156	228,316	272,383	392,735	96,275	371,977	860,987	-	-	138,672	-	247,072	1,246,732	12.0	929	31.12.2030
81,785	117,430	171,346	208,324	254,450	385,223	96,780	423,396	905,399	-	-	132,672	-	256,566	1,294,638	12.0	929	31.12.2031
69,490	104,115	158,822	197,589	247,084	392,774	98,988	432,603	924,365	-	-	133,347	-	261,420	1,319,132	12.0	929	31.12.2032
57,468	89,847	143,287	182,406	233,529	389,788	101,950	432,582	924,321	-	-	133,286	-	261,394	1,319,002	12.0	929	31.12.2033
46,225	75,411	125,731	163,780	214,675	376,234	104,749	423,120	904,103	-	-	153,922	-	261,498	1,319,523	12.0	929	31.12.2034
37,697	64,173	111,858	149,097	200,082	368,192	108,091	418,986	895,270	-	-	110,045	-	248,470	1,253,785	12.0	929	31.12.2035
31,289	55,580	101,283	138,142	189,794	366,724	109,545	418,973	895,242	-	-	110,074	-	248,470	1,253,786	12.0	929	31.12.2036
26,070	48,323	92,062	128,485	180,730	366,670	109,583	418,959	895,211	-	-	110,103	-	248,470	1,253,785	12.0	929	31.12.2037
21,375	41,342	82,342	117,592	169,347	360,753	107,758	412,149	880,660	-	-	110,053	-	244,861	1,235,574	11.8	915	31.12.2038
16,817	33,941	70,674	103,276	152,270	340,594	101,736	389,117	831,447	-	-	130,532	-	237,759	1,199,739	11.4	888	31.12.2039
13,885	29,242	63,657	95,186	143,684	337,458	100,799	385,535	823,792	-	-	109,795	-	230,742	1,164,329	11.1	861	31.12.2040
11,197	24,605	55,998	85,680	132,415	326,541	97,538	373,062	797,141	-	-	109,675	-	224,126	1,130,943	10.8	835	31.12.2041
9,028	20,702	49,257	77,119	122,021	315,955	94,376	360,968	771,298	-	-	109,560	-	217,710	1,098,568	10.4	810	31.12.2042
7,279	17,418	43,326	69,410	112,438	305,699	91,313	349,251	746,263	-	-	109,448	-	211,494	1,067,205	10.1	786	31.12.2043
5,695	14,219	36,978	60,618	100,535	287,002	85,728	327,890	700,620	-	-	129,943	-	205,279	1,035,842	9.8	762	31.12.2044
4,727	12,315	33,481	56,163	95,363	285,849	85,384	326,573	697,806	-	-	109,232	-	199,465	1,006,503	9.5	740	31.12.2045
3,807	10,349	29,416	50,491	87,773	276,255	82,518	315,612	674,385	-	-	109,128	-	193,650	977,163	9.2	717	31.12.2046
3,070	8,708	25,877	45,449	80,890	267,322	79,849	305,406	652,578	-	-	109,032	-	188,237	949,847	9.0	696	31.12.2047
2,473	7,319	22,738	40,866	74,464	258,389	77,181	295,201	630,771	-	-	108,937	-	182,823	922,531	8.7	675	31.12.2048
1,925	5,945	19,308	35,507	66,240	241,345	72,090	275,729	589,164	-	-	129,452	-	177,611	896,226	8.4	655	31.12.2049
1,603	5,166	17,541	33,008	63,044	241,184	72,042	275,544	588,770	-	-	108,754	-	172,398	869,922	8.2	635	31.12.2050
1,292	4,344	15,421	29,694	58,065	233,242	69,670	266,471	569,383	-	-	108,672	-	167,586	845,641	7.9	616	31.12.2051
1,040	3,649	13,542	26,682	53,417	225,300	67,297	257,398	549,996	-	-	108,590	-	162,774	821,360	7.7	597	31.12.2052
837	3,066	11,895	23,982	49,154	217,689	65,024	248,703	531,416	-	-	108,512	-	158,162	798,091	7.5	580	31.12.2053
647	2,473	10,033	20,697	43,433	201,966	60,328	230,740	493,034	-	-	129,047	-	153,751	775,833	7.2	562	31.12.2054
542	2,163	9,172	19,363	41,600	203,118	60,672	232,055	495,845	-	-	108,390	-	149,341	753,575	7.0	545	31.12.2055
437	1,816	8,053	17,395	38,262	196,159	58,593	224,105	478,856	-	-	108,343	-	145,130	732,329	6.8	529	31.12.2056
351	1,524	7,061	15,607	35,147	189,199	56,514	216,153	461,866	-	-	108,298	-	140,920	711,084	6.6	513	31.12.2057
283	1,281	6,205	14,035	32,359	182,900	54,633	208,958	446,491	-	-	108,260	-	137,110	691,861	6.4	498	31.12.2058
216	1,022	5,176	11,980	28,279	167,830	50,131	191,740	409,700	-	-	128,826	-	133,100	671,627	6.2	482	31.12.2059
183	902	4,775	11,308	27,329	170,303	50,870	194,565	415,738	-	-	108,187	-	129,491	653,416	6.0	468	31.12.2060
147	757	4,189	10,151	25,115	164,335	49,087	187,747	401,168	-	-	108,155	-	125,882	635,205	5.9	455	31.12.2061
121	652	3,776	9,362	23,716	162,936	42,734	180,928	386,598	-	-	108,123	-	122,274	616,995	5.7	441	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (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) 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										
98	548	3,314	8,408	21,805	157,298	41,050	174,486	372,834	-	-	108,096	-	118,865	599,796	5.5	427	31.12.2063
(32)	(184)	(1,166)	(3,028)	(8,040)	(60,901)	4,282	-	(56,620)	95,105	-	19,227	-	14,264	71,975	0.7	51	31.12.2064
2,694,750	3,372,145	4,533,694	5,482,166	6,906,003	13,128,796	3,474,807	11,230,925	27,834,528	95,105	398,537	4,950,403	-	8,056,003	41,334,576	391	30,389	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה - מהון 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
מהון ב- 20%	מהון ב- 15%	מהון ב- 10%	מהון ב- 7.5%	מהון ב- 5%	מהון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
54,305	55,473	56,719	57,375	58,054	59,488	17,769	-	77,257	-	-	5,955	-	15,047	98,259	1.0	75	31.12.2023
47,256	50,372	53,845	55,734	57,736	62,120	18,555	-	80,675	-	-	5,866	-	15,649	102,190	1.0	79	31.12.2024
40,305	44,829	50,099	53,062	56,278	63,578	18,991	-	82,569	-	-	5,937	-	37,182	125,688	1.3	103	31.12.2025
42,297	49,091	57,354	62,160	67,496	80,065	23,915	16,523	120,503	-	-	6,060	-	31,281	157,844	1.7	133	31.12.2026
(830)	(1,005)	(1,227)	(1,361)	(1,513)	(1,884)	(563)	122,635	120,188	-	-	6,059	-	31,203	157,449	1.7	133	31.12.2027
9,392	11,869	15,156	17,199	19,576	25,601	7,647	89,682	122,930	-	-	6,080	-	31,886	160,895	1.7	133	31.12.2028
5,763	7,600	10,146	11,781	13,728	18,851	5,631	100,086	124,568	-	-	6,069	-	32,288	162,925	1.7	133	31.12.2029
7,023	9,663	13,487	16,025	19,118	27,566	8,234	89,002	124,801	-	-	6,062	-	32,344	163,207	1.7	131	31.12.2030
9,972	14,319	20,893	25,402	31,026	46,972	14,031	54,285	115,288	-	-	5,107	-	29,756	150,151	1.5	113	31.12.2031
7,126	10,676	16,286	20,261	25,337	40,276	12,031	46,014	98,321	-	-	5,045	-	25,548	128,914	1.2	95	31.12.2032
4,769	7,456	11,891	15,137	19,380	32,347	9,662	36,956	78,965	-	-	4,928	-	20,735	104,627	1.0	76	31.12.2033
3,041	4,962	8,273	10,776	14,125	24,755	7,394	28,282	60,432	-	-	4,826	-	16,129	81,387	0.8	58	31.12.2034
1,761	2,998	5,225	6,965	9,346	17,199	5,137	19,650	41,986	-	-	2,142	-	10,907	55,035	0.5	40	31.12.2035
847	1,505	2,742	3,739	5,138	9,927	2,965	11,341	24,234	-	-	2,044	-	6,495	32,772	0.3	23	31.12.2036
189	350	668	932	1,310	2,659	794	3,037	6,490	-	-	1,945	-	2,085	10,520	0.1	6	31.12.2037
79	153	305	436	628	1,337	399	1,527	3,263	-	-	1,927	-	1,283	6,473	0.0	3	31.12.2038
294	594	1,237	1,808	2,666	5,963	1,781	6,812	14,556	-	-	1,991	-	4,090	20,637	0.2	14	31.12.2039
436	917	1,997	2,986	4,508	10,587	3,162	12,095	25,845	-	-	2,055	-	6,896	34,795	0.3	25	31.12.2040
499	1,097	2,496	3,819	5,902	14,554	4,347	16,627	35,528	-	-	2,111	-	9,303	46,941	0.4	34	31.12.2041
529	1,213	2,887	4,520	7,152	18,518	5,531	21,156	45,206	-	-	2,167	-	11,709	59,082	0.6	44	31.12.2042
527	1,262	3,140	5,030	8,148	22,152	6,617	25,308	54,077	-	-	2,220	-	13,914	70,211	0.7	52	31.12.2043
518	1,294	3,365	5,516	9,148	26,114	7,800	29,835	63,750	-	-	2,277	-	16,319	82,346	0.8	61	31.12.2044
486	1,267	3,446	5,780	9,815	29,419	8,788	33,611	71,818	-	-	2,326	-	18,325	92,468	0.9	69	31.12.2045
451	1,226	3,484	5,981	10,397	32,722	9,774	37,384	79,881	-	-	2,375	-	20,330	102,585	1.0	77	31.12.2046
410	1,165	3,460	6,078	10,817	35,748	10,678	40,840	87,266	-	-	2,420	-	22,166	111,852	1.1	84	31.12.2047
376	1,113	3,459	6,216	11,326	39,302	11,740	44,901	95,943	-	-	2,469	-	24,323	122,734	1.2	91	31.12.2048
334	1,033	3,356	6,171	11,512	41,944	12,529	47,919	102,391	-	-	2,510	-	25,927	130,828	1.3	97	31.12.2049
296	955	3,243	6,102	11,654	44,585	13,318	50,937	108,839	-	-	2,551	-	27,531	138,922	1.3	103	31.12.2050
260	873	3,101	5,970	11,675	46,896	14,008	53,577	114,481	-	-	2,589	-	28,934	146,004	1.4	109	31.12.2051
227	797	2,958	5,827	11,666	49,207	14,698	56,217	120,121	-	-	2,626	-	30,338	153,086	1.5	114	31.12.2052
198	726	2,815	5,675	11,633	51,517	15,388	58,856	125,762	-	-	2,664	-	31,741	160,168	1.5	120	31.12.2053
171	655	2,658	5,483	11,505	53,500	15,980	61,122	130,602	-	-	2,692	-	32,944	166,238	1.6	124	31.12.2054
148	591	2,506	5,290	11,365	55,491	16,575	63,397	135,463	-	-	2,698	-	34,147	172,308	1.7	129	31.12.2055
127	529	2,346	5,068	11,148	57,152	17,071	65,294	139,518	-	-	2,699	-	35,150	177,367	1.7	133	31.12.2056
110	476	2,207	4,879	10,987	59,143	17,666	67,569	144,379	-	-	2,705	-	36,353	183,437	1.8	138	31.12.2057
93	423	2,052	4,641	10,699	60,474	18,064	69,089	147,626	-	-	2,702	-	37,155	187,484	1.8	141	31.12.2058
80	378	1,916	4,435	10,470	62,135	18,560	70,987	151,682	-	-	2,703	-	38,157	192,542	1.9	145	31.12.2059
68	336	1,780	4,214	10,184	63,465	18,957	72,507	154,929	-	-	2,700	-	38,959	196,589	1.9	148	31.12.2060
58	297	1,643	3,982	9,852	64,466	19,256	73,650	157,371	-	-	2,692	-	39,561	199,624	1.9	150	31.12.2061
49	263	1,525	3,781	9,577	65,797	19,654	75,170	160,620	-	-	2,688	-	40,363	203,671	2.0	153	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
42	234	1,414	3,588	9,305	67,127	20,051	76,690	163,869	-	-	2,685	-	41,165	207,718	2.0	156	31.12.2063
8	46	288	748	1,987	15,052	4,496	-	19,548	-	-	1,197	-	5,127	25,872	0.3	19	31.12.2064
240,093	290,073	386,639	479,211	641,859	1,603,885	479,083	1,850,573	3,933,541	-	-	139,563	-	1,010,741	5,083,845	50	3,864	סה"כ

סה"כ תזרים מהון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלומים 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										
420,752	429,801	439,461	444,541	449,803	460,910	138,535	-	599,446	-	211,491	162,638	-	176,049	1,149,624	11.1	861	31.12.2023
442,058	471,199	503,688	521,360	540,091	581,100	151,982	-	733,082	-	159,592	138,354	-	186,438	1,217,465	11.8	918	31.12.2024
459,498	511,084	571,157	604,945	641,599	724,831	153,024	-	877,855	-	27,453	137,046	-	225,624	1,267,978	12.6	975	31.12.2025
412,610	478,886	559,500	606,380	658,433	781,042	159,883	16,523	957,448	-	-	128,525	-	268,405	1,354,378	13.7	1,062	31.12.2026
259,111	313,806	383,296	425,073	472,553	588,575	102,547	248,453	939,576	-	-	143,010	-	267,568	1,350,154	13.7	1,062	31.12.2027
195,044	246,485	314,752	357,176	406,525	531,654	86,357	341,358	959,368	-	-	143,702	-	272,631	1,375,701	13.7	1,062	31.12.2028
145,046	191,271	255,348	296,503	345,505	474,443	69,268	406,834	950,545	-	-	164,764	-	275,656	1,390,965	13.7	1,062	31.12.2029
107,078	147,342	205,644	244,341	291,501	420,301	104,509	460,979	985,789	-	-	144,734	-	279,416	1,409,938	13.6	1,060	31.12.2030
91,757	131,749	192,239	233,726	285,477	432,195	110,811	477,682	1,020,687	-	-	137,779	-	286,322	1,444,789	13.4	1,043	31.12.2031
76,615	114,791	175,109	217,850	272,421	433,050	111,019	478,617	1,022,686	-	-	138,392	-	286,968	1,448,047	13.2	1,024	31.12.2032
62,237	97,303	155,177	197,544	252,909	422,136	111,613	469,538	1,003,286	-	-	138,214	-	282,129	1,423,629	12.9	1,005	31.12.2033
49,266	80,373	134,004	174,556	228,800	400,989	112,143	451,402	964,535	-	-	158,748	-	277,627	1,400,911	12.7	987	31.12.2034
39,458	67,171	117,083	156,062	209,429	385,392	113,229	438,636	937,256	-	-	112,187	-	259,377	1,308,820	12.5	970	31.12.2035
32,136	57,084	104,025	141,881	194,932	376,651	112,510	430,315	919,476	-	-	112,118	-	254,965	1,286,558	12.3	953	31.12.2036
26,259	48,674	92,730	129,417	182,041	369,329	110,377	421,996	901,702	-	-	112,048	-	250,555	1,264,305	12.0	935	31.12.2037
21,454	41,495	82,648	118,028	169,974	362,090	108,157	413,676	883,923	-	-	111,980	-	246,144	1,242,047	11.8	918	31.12.2038
17,111	34,535	71,911	105,084	154,936	346,557	103,517	395,930	846,004	-	-	132,523	-	241,849	1,220,376	11.6	902	31.12.2039
14,321	30,159	65,654	98,172	148,191	348,045	103,962	397,630	849,636	-	-	111,851	-	237,638	1,199,125	11.4	886	31.12.2040
11,696	25,702	58,494	89,499	138,316	341,095	101,885	389,689	832,669	-	-	111,787	-	233,428	1,177,884	11.2	869	31.12.2041
9,557	21,916	52,144	81,639	129,172	334,473	99,907	382,124	816,504	-	-	111,727	-	229,918	1,157,650	11.0	854	31.12.2042
7,807	18,680	46,465	74,439	120,586	327,851	97,930	374,559	800,340	-	-	111,668	-	225,408	1,137,416	10.8	838	31.12.2043
6,213	15,513	40,343	66,134	109,682	313,117	93,528	357,725	764,370	-	-	132,220	-	221,598	1,118,188	10.6	824	31.12.2044
5,213	13,582	36,927	61,943	105,177	315,269	94,171	360,184	769,624	-	-	111,558	-	217,790	1,098,971	10.4	809	31.12.2045
4,258	11,575	32,900	56,471	98,170	308,977	92,292	352,996	754,266	-	-	111,502	-	213,980	1,079,748	10.2	794	31.12.2046
3,480	9,873	29,337	51,527	91,707	303,069	90,527	346,247	739,844	-	-	111,452	-	210,403	1,061,699	10.0	780	31.12.2047
2,849	8,433	26,197	47,081	85,790	297,691	88,921	340,102	726,713	-	-	111,405	-	207,146	1,045,265	9.9	766	31.12.2048
2,259	6,978	22,663	41,678	77,752	283,289	84,619	323,648	691,555	-	-	131,962	-	203,537	1,027,054	9.7	752	31.12.2049
1,899	6,121	20,783	39,109	74,698	285,769	85,359	326,481	697,610	-	-	111,305	-	199,929	1,008,843	9.5	738	31.12.2050
1,551	5,218	18,522	35,664	69,739	280,138	83,678	320,048	683,863	-	-	111,261	-	196,520	991,644	9.3	725	31.12.2051
1,267	4,446	16,499	32,509	65,083	274,507	81,996	313,615	670,117	-	-	111,217	-	193,112	974,445	9.2	712	31.12.2052
1,035	3,791	14,710	29,657	60,787	269,206	80,412	307,559	657,177	-	-	111,177	-	189,904	958,258	9.0	699	31.12.2053
819	3,129	12,690	26,180	54,938	255,466	76,308	291,861	623,636	-	-	131,739	-	186,696	942,071	8.8	687	31.12.2054
691	2,754	11,678	24,653	52,965	258,609	77,247	295,452	631,308	-	-	111,087	-	183,488	925,883	8.7	674	31.12.2055
564	2,346	10,399	22,463	49,410	253,311	75,664	289,399	618,373	-	-	111,043	-	180,280	909,696	8.5	662	31.12.2056
461	2,000	9,268	20,486	46,134	248,342	74,180	283,723	606,245	-	-	111,003	-	177,272	894,520	8.4	650	31.12.2057
376	1,704	8,257	18,676	43,058	243,374	72,696	278,047	594,117	-	-	110,963	-	174,265	879,345	8.2	639	31.12.2058
296	1,400	7,093	16,415	38,748	229,965	68,691	262,727	561,382	-	-	131,529	-	171,258	864,169	8.1	627	31.12.2059
251	1,238	6,555	15,523	37,513	233,768	69,827	267,072	570,668	-	-	110,887	-	168,451	850,005	7.9	616	31.12.2060
205	1,053	5,832	14,133	34,968	228,800	68,343	261,397	558,540	-	-	110,847	-	165,443	834,830	7.8	604	31.12.2061
170	916	5,300	13,143	33,293	228,732	62,388	256,098	547,218	-	-	110,811	-	162,636	820,666	7.6	594	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
139	781	4,728	11,996	31,110	224,425	61,101	251,177	536,703	-	-	110,781	-	160,030	807,513	7.5	583	31.12.2063
(24)	(139)	(878)	(2,280)	(6,053)	(45,849)	8,778	-	(37,072)	95,105	-	20,424	-	19,391	97,848	0.9	71	31.12.2064
2,934,843	3,662,217	4,920,333	5,961,378	7,547,862	14,732,682	3,953,890	13,081,498	31,768,069	95,105	398,537	5,089,966	-	9,066,745	46,418,422	441	34,253	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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 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										
33,619	34,342	35,114	35,520	35,941	36,828	11,001	-	47,829	-	-	5,134	-	9,577	62,539	0.6	44	31.12.2023
9,850	10,499	11,223	11,617	12,034	12,948	3,868	-	16,816	-	-	4,563	-	3,866	25,245	0.1	8	31.12.2024
9,799	10,899	12,180	12,900	13,682	15,457	4,617	-	20,074	-	-	4,595	-	11,902	36,570	0.2	18	31.12.2025
(8,776)	(10,186)	(11,901)	(12,898)	(14,005)	(16,613)	(4,962)	34,354	12,778	-	-	4,490	-	4,268	21,537	-	-	31.12.2026
(303)	(367)	(448)	(497)	(553)	(689)	(206)	13,408	12,514	-	-	4,482	-	4,201	21,197	-	-	31.12.2027
(411)	(519)	(663)	(752)	(856)	(1,120)	(334)	13,237	11,783	-	-	4,484	-	4,021	20,288	-	-	31.12.2028
(516)	(681)	(909)	(1,056)	(1,230)	(1,689)	(504)	13,674	11,480	-	-	4,464	-	3,941	19,885	-	-	31.12.2029
1,299	1,787	2,494	2,963	3,535	5,097	1,523	6,520	13,140	-	-	4,468	-	4,352	21,960	0.0	2	31.12.2030
1,237	1,776	2,592	3,151	3,849	5,827	1,740	6,657	14,224	-	-	1,263	-	3,828	19,315	0.1	11	31.12.2031
1,199	1,797	2,741	3,410	4,264	6,779	2,025	7,744	16,548	-	-	1,275	-	4,405	22,228	0.2	14	31.12.2032
1,194	1,867	2,978	3,791	4,854	8,102	2,420	9,256	19,778	-	-	1,289	-	5,207	26,273	0.2	17	31.12.2033
1,118	1,824	3,042	3,962	5,194	9,103	2,719	10,399	22,221	-	-	1,302	-	5,814	29,337	0.3	19	31.12.2034
963	1,640	2,858	3,810	5,112	9,408	2,810	10,748	22,966	-	-	1,674	-	6,090	30,730	0.3	23	31.12.2035
887	1,576	2,872	3,916	5,381	10,397	3,106	11,878	25,381	-	-	1,688	-	6,690	33,760	0.3	25	31.12.2036
810	1,501	2,860	3,991	5,614	11,390	3,402	13,013	27,805	-	-	1,702	-	7,293	36,801	0.4	27	31.12.2037
734	1,419	2,826	4,036	5,812	12,381	3,698	14,145	30,225	-	-	1,717	-	7,895	39,836	0.4	30	31.12.2038
660	1,333	2,775	4,055	5,978	13,372	3,994	15,277	32,644	-	-	1,731	-	8,496	42,871	0.4	32	31.12.2039
591	1,244	2,709	4,051	6,115	14,361	4,290	16,407	35,058	-	-	1,746	-	9,096	45,900	0.4	34	31.12.2040
526	1,157	2,633	4,029	6,226	15,354	4,586	17,542	37,482	-	-	1,760	-	9,699	48,941	0.5	37	31.12.2041
467	1,071	2,548	3,990	6,312	16,345	4,882	18,674	39,901	-	-	1,775	-	10,300	51,976	0.5	39	31.12.2042
405	969	2,410	3,861	6,255	17,005	5,080	19,428	41,513	-	-	1,785	-	10,701	54,000	0.5	40	31.12.2043
350	875	2,276	3,731	6,187	17,664	5,276	20,180	43,120	-	-	1,796	-	11,101	56,017	0.5	42	31.12.2044
308	804	2,185	3,666	6,224	18,656	5,573	21,314	45,543	-	-	1,811	-	11,704	59,058	0.6	44	31.12.2045
266	724	2,057	3,530	6,137	19,317	5,770	22,069	47,155	-	-	1,822	-	12,105	61,082	0.6	46	31.12.2046
230	653	1,939	3,406	6,063	20,035	5,985	22,890	48,909	-	-	1,833	-	12,541	63,284	0.6	47	31.12.2047
204	604	1,878	3,375	6,150	21,339	6,374	24,379	52,092	-	-	1,848	-	13,331	67,271	0.6	49	31.12.2048
175	542	1,760	3,237	6,038	21,999	6,571	25,133	53,703	-	-	1,859	-	13,732	69,294	0.7	51	31.12.2049
153	492	1,672	3,146	6,009	22,989	6,867	26,264	56,121	-	-	1,875	-	14,334	72,329	0.7	53	31.12.2050
131	440	1,564	3,011	5,887	23,649	7,064	27,018	57,732	-	-	1,886	-	14,735	74,353	0.7	54	31.12.2051
112	394	1,461	2,879	5,763	24,309	7,261	27,772	59,342	-	-	1,898	-	15,136	76,376	0.7	56	31.12.2052
95	347	1,346	2,714	5,563	24,639	7,360	28,149	60,147	-	-	1,905	-	15,336	77,388	0.7	57	31.12.2053
80	306	1,240	2,559	5,369	24,968	7,458	28,525	60,951	-	-	1,911	-	15,537	78,400	0.7	57	31.12.2054
68	273	1,157	2,443	5,249	25,628	7,655	29,279	62,562	-	-	1,923	-	15,938	80,423	0.8	59	31.12.2055
59	243	1,079	2,331	5,128	26,288	7,852	30,033	64,173	-	-	1,935	-	16,339	82,446	0.8	61	31.12.2056
49	214	993	2,196	4,945	26,617	7,951	30,409	64,977	-	-	1,942	-	16,539	83,458	0.8	61	31.12.2057
42	189	914	2,068	4,767	26,947	8,049	30,786	65,781	-	-	1,949	-	16,740	84,470	0.8	62	31.12.2058
35	166	841	1,947	4,596	27,276	8,147	31,162	66,585	-	-	1,956	-	16,940	85,482	0.8	63	31.12.2059
30	146	774	1,833	4,430	27,605	8,246	31,538	67,389	-	-	1,963	-	17,141	86,493	0.8	64	31.12.2060
25	130	720	1,746	4,320	28,265	8,443	32,292	68,999	-	-	1,976	-	17,542	88,517	0.8	65	31.12.2061
21	114	663	1,643	4,162	28,594	8,541	32,668	69,803	-	-	1,983	-	17,742	89,528	0.9	66	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
18	100	602	1,528	3,964	28,593	8,541	32,667	69,800	-	-	1,986	-	17,742	89,528	0.9	66	31.12.2063
3	19	117	305	809	6,130	1,831	-	7,961	-	-	479	-	2,086	10,527	0.1	8	31.12.2064
57,808	72,724	110,174	151,144	227,275	691,550	206,567	806,888	1,705,005	-	-	95,923	-	445,985	2,246,913	20	1,550	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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										
454,371	464,144	474,575	480,062	485,743	497,739	149,536	-	647,274	-	211,491	167,772	-	185,626	1,212,163	11.6	904	31.12.2023
451,907	481,698	514,911	532,977	552,125	594,048	155,850	-	749,897	-	159,592	142,917	-	190,304	1,242,710	11.9	926	31.12.2024
469,297	521,983	583,336	617,845	655,281	740,288	157,641	-	897,929	-	27,453	141,640	-	237,526	1,304,548	12.8	993	31.12.2025
403,834	468,699	547,599	593,482	644,428	764,429	154,920	50,877	970,226	-	-	133,016	-	272,673	1,375,915	13.7	1,062	31.12.2026
258,808	313,439	382,848	424,576	472,000	587,887	102,342	261,861	952,089	-	-	147,492	-	271,769	1,371,351	13.7	1,062	31.12.2027
194,633	245,966	314,090	356,424	405,669	530,534	86,023	354,595	971,152	-	-	148,186	-	276,652	1,395,989	13.7	1,062	31.12.2028
144,530	190,590	254,439	295,448	344,275	472,754	68,764	420,508	962,026	-	-	169,228	-	279,597	1,410,850	13.7	1,062	31.12.2029
108,377	149,129	208,138	247,305	295,037	425,398	106,032	467,499	998,929	-	-	149,201	-	283,768	1,431,898	13.7	1,062	31.12.2030
92,994	133,525	194,831	236,877	289,325	438,022	112,551	484,338	1,034,911	-	-	139,042	-	290,150	1,464,104	13.6	1,054	31.12.2031
77,815	116,588	177,850	221,260	276,685	439,829	113,044	486,362	1,039,234	-	-	139,667	-	291,373	1,470,275	13.4	1,038	31.12.2032
63,432	99,170	158,156	201,335	257,763	430,237	114,033	478,794	1,023,064	-	-	139,502	-	287,336	1,449,902	13.2	1,022	31.12.2033
50,384	82,197	137,046	178,519	233,994	410,092	114,862	461,802	986,756	-	-	160,051	-	283,441	1,430,248	13.0	1,007	31.12.2034
40,421	68,810	119,941	159,871	214,541	394,800	116,039	449,384	960,223	-	-	113,861	-	265,467	1,339,551	12.8	992	31.12.2035
33,023	58,660	106,896	145,798	200,313	387,048	115,616	442,193	944,857	-	-	113,806	-	261,655	1,320,318	12.6	977	31.12.2036
27,069	50,175	95,590	133,408	187,655	380,719	113,779	435,009	929,507	-	-	113,751	-	257,848	1,301,106	12.4	963	31.12.2037
22,188	42,914	85,474	122,064	175,786	374,471	111,855	427,821	914,148	-	-	113,697	-	254,038	1,281,883	12.2	948	31.12.2038
17,772	35,868	74,686	109,138	160,914	359,929	107,511	411,207	878,648	-	-	134,254	-	250,345	1,263,247	12.0	934	31.12.2039
14,912	31,404	68,363	102,223	154,306	362,406	108,251	414,037	884,695	-	-	113,596	-	246,734	1,245,025	11.8	920	31.12.2040
12,222	26,859	61,127	93,528	144,542	356,449	106,472	407,231	870,151	-	-	113,547	-	243,127	1,226,825	11.7	906	31.12.2041
10,024	22,987	54,692	85,628	135,485	350,818	104,790	400,798	856,405	-	-	113,502	-	239,719	1,209,626	11.5	893	31.12.2042
8,212	19,649	48,875	78,301	126,840	344,856	103,009	393,987	841,852	-	-	113,453	-	236,110	1,191,416	11.3	879	31.12.2043
6,564	16,388	42,618	69,865	115,870	330,780	98,805	377,905	807,490	-	-	134,016	-	232,699	1,174,205	11.1	866	31.12.2044
5,522	14,386	39,112	65,608	111,401	333,925	99,744	381,498	815,167	-	-	113,369	-	229,494	1,158,029	11.0	853	31.12.2045
4,524	12,299	34,957	60,002	104,307	328,294	98,062	375,065	801,421	-	-	113,324	-	226,085	1,140,830	10.8	840	31.12.2046
3,710	10,526	31,277	54,933	97,770	323,105	96,512	369,136	788,753	-	-	113,285	-	222,945	1,124,983	10.7	827	31.12.2047
3,053	9,037	28,075	50,456	91,940	319,030	95,295	364,481	778,805	-	-	113,253	-	220,478	1,112,536	10.5	815	31.12.2048
2,434	7,520	24,423	44,914	83,790	305,288	91,190	348,781	745,258	-	-	133,820	-	217,270	1,096,348	10.3	803	31.12.2049
2,052	6,613	22,455	42,256	80,707	308,758	92,226	352,746	753,730	-	-	113,180	-	214,262	1,081,173	10.2	791	31.12.2050
1,682	5,658	20,085	38,675	75,627	303,787	90,742	347,066	741,595	-	-	113,147	-	211,255	1,065,997	10.0	779	31.12.2051
1,379	4,840	17,961	35,388	70,847	298,816	89,257	341,387	729,460	-	-	113,114	-	208,248	1,050,822	9.9	768	31.12.2052
1,130	4,138	16,056	32,371	66,350	293,845	87,772	335,708	717,324	-	-	113,082	-	205,240	1,035,646	9.7	756	31.12.2053
899	3,434	13,930	28,739	60,307	280,434	83,766	320,387	684,587	-	-	133,651	-	202,233	1,020,470	9.6	744	31.12.2054
759	3,027	12,836	27,096	58,214	284,237	84,902	324,731	693,870	-	-	113,011	-	199,426	1,006,306	9.4	733	31.12.2055
622	2,589	11,478	24,794	54,537	279,598	83,516	319,432	682,546	-	-	112,977	-	196,619	992,142	9.3	723	31.12.2056
510	2,214	10,262	22,682	51,078	274,959	82,131	314,132	671,222	-	-	112,944	-	193,812	977,978	9.2	712	31.12.2057
418	1,893	9,171	20,743	47,825	270,321	80,745	308,832	659,898	-	-	112,911	-	191,005	963,815	9.0	701	31.12.2058
331	1,566	7,934	18,362	43,344	257,241	76,838	293,889	627,967	-	-	133,485	-	188,198	949,651	8.9	690	31.12.2059
281	1,384	7,329	17,356	41,943	261,373	78,073	298,610	638,057	-	-	112,850	-	185,592	936,498	8.8	680	31.12.2060
230	1,184	6,553	15,879	39,288	257,065	76,786	293,688	627,539	-	-	112,822	-	182,985	923,346	8.6	670	31.12.2061
192	1,030	5,963	14,786	37,455	257,326	70,929	288,766	617,021	-	-	112,794	-	180,379	910,194	8.5	660	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (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 (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (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										
157	881	5,330	13,524	35,074	253,018	69,642	283,843	606,503	-	-	112,767	-	177,772	897,042	8.4	650	31.12.2063
(21)	(120)	(761)	(1,975)	(5,244)	(39,719)	10,609	-	(29,110)	95,105	-	20,903	-	21,477	108,375	1.0	78	31.12.2064
2,992,651	3,734,941	5,030,507	6,112,522	7,775,137	15,424,232	4,160,457	13,888,386	33,473,074	95,105	398,537	5,185,889	-	9,512,730	48,665,335	461	35,802	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 וימכרו 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 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-

ידי השותפות¹³

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 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	11,825,750	4,130,486	3,071,427	2,449,200	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	2,936,109	3,669,248	4,934,585	14,436,863
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,433,992	347,147	262,073	218,070	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	252,982	308,411	415,982	1,762,705
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,259,742	4,477,633	3,333,500	2,667,270	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,189,091	3,977,659	5,350,567	16,199,568
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	628,004	105,506	71,553	57,744	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	68,927	86,261	128,660	772,098
5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	13,887,746	4,583,140	3,405,053	2,725,014	5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,258,018	4,063,920	5,479,227	16,971,665
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	11,175,022	3,924,848	2,916,349	2,321,523	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	3,054,662	3,816,146	5,134,223	15,093,930
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,355,965	334,310	254,491	212,907	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	260,854	318,740	431,338	1,840,668
3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,530,987	4,259,158	3,170,840	2,534,431	3P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,315,516	4,134,886	5,565,561	16,934,599
4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	584,871	94,562	63,444	51,118	4P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	71,661	89,853	134,320	807,788
5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	13,115,858	4,353,720	3,234,284	2,585,548	5P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3,387,177	4,224,739	5,699,881	17,742,387

¹³ 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%				
2,190,259	2,757,352	3,715,144	10,521,760	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,171,255	3,960,990	5,331,780	15,749,330	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
206,354	245,510	320,029	1,275,885	עתודות צפויות (Probable Reserves)	274,974	336,312	455,115	1,930,083	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,396,613	3,002,862	4,035,173	11,797,644	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,446,229	4,297,302	5,786,895	17,679,414	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
48,834	60,394	89,546	549,993	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	66,610	84,623	129,909	830,007	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,445,447	3,063,256	4,124,719	12,347,637	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,512,839	4,381,925	5,916,804	18,509,421	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,444,112	3,064,981	4,121,579	11,795,912	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	2,939,077	3,666,485	4,895,613	12,687,401	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)
221,658	266,280	352,024	1,438,717	עתודות צפויות (Probable Reserves)	253,371	308,765	414,801	1,611,590	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,665,771	3,331,262	4,473,603	13,234,628	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,192,448	3,975,250	5,310,414	14,298,991	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
53,794	66,834	99,800	618,566	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	69,039	86,610	129,842	775,519	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,719,564	3,398,096	4,573,403	13,853,194	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,261,487	4,061,860	5,440,255	15,074,510	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,313,755	2,906,534	3,911,343	11,130,188	P1 עתודות מוכחות (Proved Reserves)	3,058,250	3,809,166	5,066,608	12,498,333	P1 עתודות מוכחות (Proved Reserves)
212,339	253,750	333,226	1,350,896	עתודות צפויות (Probable Reserves)	261,594	319,851	431,679	1,649,505	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,526,094	3,160,284	4,244,569	12,481,085	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,319,843	4,129,017	5,498,288	14,147,838	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
54,811	67,768	99,585	590,295	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	71,790	90,251	135,186	763,420	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,580,904	3,228,052	4,344,154	13,071,379	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,391,633	4,219,268	5,633,474	14,911,258	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁴				
2,182,198	2,747,121	3,700,715	10,467,726	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,174,741	3,947,752	5,230,095	12,340,841	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
203,071	241,428	314,771	1,263,195	עתודות צפויות (Probable Reserves)	269,235	330,415	447,788	1,663,351	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,385,268	2,988,549	4,015,486	11,730,920	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,443,976	4,278,167	5,677,883	14,004,192	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
52,161	64,267	93,982	553,928	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	73,726	93,064	139,640	753,211	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,437,430	3,052,816	4,109,469	12,284,848	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,517,702	4,371,231	5,817,523	14,757,403	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)

¹⁴ יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ- NSAI, הפרויקט המתייחס למשאבים המותנים של גז וקונדנסט במאגר לווינת מסווג כפרויקט ברמת בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), ושיעור המשאבים הינו כמפורט להלן:

גז טבעי ¹⁵						
BCF						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁶			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
745.6	-	745.6	2,101.2	-	2,101.2	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
2,229.3	1,269.2	960.1	6,296.8	3,588.9	2,707.9	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
3,723.3	2,720.5	1,002.8	10,520.9	7,692.5	2,828.4	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ¹⁷						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁸			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
1.6	-	1.6	4.6	-	4.6	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
4.9	2.8	2.1	13.9	7.9	6.0	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
8.2	6.0	2.2	23.1	16.9	6.2	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווינת, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלה הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לפרטים אודות השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור ובחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.11 לדוח התקופתי. כמו כן, 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 וכן הדוח המידי מיום 21.2.2023 אודות קידום הקמה עתידית של מתקן הנזלה צף (FLNG), בבעלות שותפי לווינת לצורך מכירת גז טבעי נזלי לשווקים גלובאליים.

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

¹⁵ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁶ ראו הערת שוליים 4 לעיל.
¹⁷ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁸ 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 אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. 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, ליום 31.12.2022. באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מהמשאבים המותנים שבמאגר לוותן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל: 19

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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	תמלוגים שישולמו	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%
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	23	0.3	23,480	4,930	-	113	-	-	18,436	-	4,240	14,196	12,566	11,848	10,010	8,999
31.12.2026	89	1.2	91,039	18,042	-	449	-	-	72,547	-	16,686	55,862	47,092	43,369	34,251	29,511
31.12.2027	111	1.4	113,172	22,428	-	561	88,643	-	1,540	20,570	14,992	(34,022)	(27,315)	(24,571)	(18,139)	(14,978)
31.12.2028	111	1.4	116,846	23,156	-	571	-	-	93,119	42,850	9,523	40,746	31,156	27,374	24,123	14,948
31.12.2029	111	1.4	118,893	23,562	-	577	-	-	94,755	55,921	6,893	31,941	23,261	19,962	17,191	9,765
31.12.2030	111	1.4	121,680	24,114	-	585	-	-	96,981	64,124	5,518	27,339	18,961	15,893	13,376	6,965
31.12.2031	111	1.4	139,845	27,714	-	623	-	-	111,508	52,516	11,529	47,462	31,350	25,667	21,111	10,076
31.12.2032	111	1.4	144,674	28,671	-	635	-	-	115,368	53,992	12,078	49,298	31,012	24,800	19,934	8,722
31.12.2033	111	1.4	144,674	28,671	-	638	-	-	115,366	53,991	12,077	49,297	29,535	23,069	18,122	7,268
31.12.2034	111	1.4	144,674	28,671	-	640	200,730	-	(85,367)	(39,952)	31,375	(76,790)	(43,816)	(33,428)	(15,392)	(9,435)
31.12.2035	111	1.4	144,674	28,671	-	642	-	-	115,361	53,989	7,460	53,912	29,297	21,831	16,379	5,520
31.12.2036	111	1.4	144,674	28,671	-	645	-	-	115,359	53,988	7,460	53,911	27,901	20,308	14,889	4,600
31.12.2037	111	1.4	144,674	28,671	-	647	-	-	115,356	53,987	8,479	52,891	26,070	18,533	13,280	3,761
31.12.2038	125	1.6	162,885	32,280	-	732	-	-	129,874	60,781	11,275	57,818	27,141	18,847	13,197	3,426
31.12.2039	152	2.0	198,295	39,297	-	894	-	-	158,103	73,992	14,729	69,382	31,019	21,038	14,397	3,426
31.12.2040	179	2.3	233,705	46,315	-	1,058	112,087	-	74,244	34,746	28,959	10,539	4,487	2,973	913	434
31.12.2041	205	2.6	267,091	52,931	-	1,215	-	-	212,945	99,658	18,861	94,426	38,290	24,776	16,193	3,238
31.12.2042	230	3.0	299,466	59,347	-	1,368	200,730	-	38,020	17,793	41,317	(21,090)	(8,145)	(5,148)	(1,382)	(603)
31.12.2043	254	3.3	330,829	65,562	-	1,518	-	-	263,748	123,434	20,461	119,853	44,083	27,213	16,986	2,854
31.12.2044	278	3.6	362,192	71,778	-	1,670	-	-	288,744	135,132	25,828	127,784	44,762	26,990	16,464	2,536
31.12.2045	301	3.9	391,531	77,592	-	1,813	200,730	-	111,395	52,133	50,295	8,967	2,992	1,762	1,050	148
31.12.2046	323	4.2	420,871	83,406	-	1,959	-	-	335,506	157,017	29,241	149,248	47,420	27,278	15,892	2,057
31.12.2047	344	4.4	448,187	88,820	-	2,096	200,730	-	156,541	73,261	51,202	32,077	9,706	5,454	3,105	368
31.12.2048	365	4.7	475,503	94,233	-	2,234	-	-	379,035	177,389	29,950	171,696	49,481	27,155	15,109	1,643
31.12.2049	385	5.0	501,808	99,446	-	2,370	189,008	-	210,983	98,740	50,686	61,557	16,895	9,056	4,925	491
31.12.2050	352	4.5	458,304	90,825	-	2,176	-	-	365,303	170,962	25,212	169,129	44,209	23,147	12,300	1,124

19 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 31.12.2022 (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)	עוד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
736	2,474	8,782	16,909	33,065	132,821	16,041	130,953	279,815	-	-	1,676	-	69,572	351,063	3.5	270	31.12.2051
462	1,622	6,018	11,857	23,738	100,120	9,271	96,231	205,621	-	-	1,238	-	51,127	257,986	2.6	198	31.12.2052
272	996	3,864	7,791	15,969	70,724	3,488	65,284	139,495	-	-	845	-	34,686	175,026	1.7	134	31.12.2053
151	579	2,348	4,844	10,166	47,273	(3,517)	38,492	82,249	-	-	495	-	20,451	103,194	1.0	79	31.12.2054
65	257	1,091	2,304	4,950	24,167	(7,421)	14,732	31,478	-	-	159	-	7,819	39,457	0.4	30	31.12.2055
9	37	164	355	781	4,002	(10,446)	(5,669)	(12,113)	-	-	(55)	-	(3,007)	(15,176)	(0.1)	(12)	31.12.2056
(26)	(112)	(517)	(1,143)	(2,574)	(13,854)	(12,782)	(23,431)	(50,067)	-	-	(228)	-	(12,431)	(62,726)	(0.6)	(48)	31.12.2057
(46)	(210)	(1,020)	(2,306)	(5,318)	(30,056)	(14,623)	(39,304)	(83,984)	-	-	(382)	-	(20,852)	(105,218)	(1.0)	(81)	31.12.2058
(56)	(267)	(1,351)	(3,127)	(7,381)	(43,807)	(15,908)	(52,532)	(112,247)	-	-	(511)	-	(27,869)	(140,628)	(1.4)	(108)	31.12.2059
(60)	(298)	(1,577)	(3,734)	(9,024)	(56,236)	(16,798)	(64,247)	(137,281)	-	-	(625)	-	(34,084)	(171,990)	(1.7)	(132)	31.12.2060
(59)	(301)	(1,668)	(4,041)	(9,999)	(65,428)	(19,544)	(74,750)	(159,722)	-	-	(2,462)	-	(40,085)	(202,269)	(2.0)	(152)	31.12.2061
(50)	(269)	(1,559)	(3,865)	(9,790)	(67,261)	(27,946)	(83,753)	(178,960)	-	-	(4,318)	-	(45,298)	(228,576)	(2.2)	(169)	31.12.2062
(46)	(257)	(1,554)	(3,942)	(10,222)	(73,743)	(29,882)	(91,159)	(194,784)	-	-	(5,937)	-	(49,609)	(250,330)	(2.4)	(183)	31.12.2063
(56)	(327)	(2,070)	(5,375)	(14,271)	(108,096)	(4,282)	-	(112,378)	78,892	-	(1,970)	-	(8,763)	(44,219)	(0.4)	(32)	31.12.2064
108,158	169,813	301,061	421,723	609,498	1,338,057	411,976	1,651,863	3,401,895	78,892	1,192,660	16,353	-	1,159,460	5,849,261	60	4,623	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
5,623	6,255	6,990	7,403	7,852	8,870	2,650	-	11,520	-	70	-	-	2,983	14,574	0.2	14	31.12.2025
(44)	(52)	(60)	(65)	(71)	(84)	(25)	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(434)	(526)	(642)	(712)	(791)	(986)	(294)	1,280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
(346)	(437)	(558)	(633)	(721)	(943)	(282)	1,224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(17,129)	(22,587)	(30,154)	(35,014)	(40,801)	(56,027)	8,418	(41,034)	(88,643)	-	88,643	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
967	1,330	1,856	2,206	2,631	3,794	(1,515)	(245)	2,035	-	12	-	-	506	2,553	0.0	2	31.12.2030
2,128	3,056	4,459	5,421	6,621	10,024	347	9,123	19,494	-	109	-	-	4,845	24,448	0.3	19	31.12.2031
3,226	4,833	7,373	9,172	11,470	18,233	2,798	18,501	39,532	-	218	-	-	9,824	49,574	0.5	38	31.12.2032
3,857	6,031	9,618	12,244	15,675	26,164	5,167	27,562	58,893	-	325	-	-	14,636	73,855	0.7	57	31.12.2033
4,148	6,768	11,283	14,698	19,265	33,764	7,438	36,245	77,447	-	430	-	-	19,248	97,124	1.0	75	31.12.2034
4,235	7,209	12,567	16,750	22,478	41,364	9,708	44,928	96,000	-	534	-	-	23,859	120,393	1.2	92	31.12.2035
(1,858)	(3,300)	(6,013)	(8,202)	(11,268)	(21,773)	22,655	776	1,658	-	112,087	-	-	28,270	142,651	1.4	110	31.12.2036
4,158	7,707	14,683	20,492	28,825	58,480	11,472	61,537	131,490	-	738	-	-	32,681	164,909	1.6	127	31.12.2037
3,896	7,535	15,007	21,432	30,864	65,749	13,643	69,841	149,234	-	841	-	-	37,092	187,166	1.9	144	31.12.2038
789	1,593	3,317	4,848	7,147	15,987	25,257	36,282	77,527	-	88,643	-	-	41,302	208,412	2.1	160	31.12.2039
3,276	6,900	15,020	22,459	33,902	79,624	17,788	85,693	183,105	-	1,040	-	-	45,513	229,658	2.3	176	31.12.2040
2,968	6,522	14,844	22,713	35,101	86,561	19,860	93,618	200,039	-	1,141	-	-	49,723	250,904	2.5	193	31.12.2041
2,662	6,105	14,525	22,740	35,981	93,167	21,833	101,166	216,166	-	-	1,239	-	53,733	271,138	2.7	208	31.12.2042
(627)	(1,499)	(3,729)	(5,975)	(9,678)	(26,314)	43,105	14,771	31,562	-	200,730	1,337	-	57,743	291,372	2.9	224	31.12.2043
2,196	5,483	14,258	23,374	38,765	110,665	21,064	115,882	247,610	-	-	1,432	-	61,552	310,595	3.1	239	31.12.2044
1,934	5,038	13,697	22,976	39,012	116,939	22,938	123,050	262,928	-	-	1,528	-	65,362	329,817	3.3	253	31.12.2045
1,680	4,568	12,983	22,284	38,738	121,924	26,101	130,218	278,244	-	-	1,624	-	69,171	349,040	3.5	268	31.12.2046
(79)	(224)	(665)	(1,168)	(2,079)	(6,871)	49,591	37,581	80,300	-	212,452	1,717	-	72,780	367,250	3.6	282	31.12.2047
1,315	3,892	12,092	21,732	39,599	137,408	26,054	143,798	307,261	-	-	1,811	-	76,389	385,461	3.8	296	31.12.2048
130	400	1,300	2,390	4,459	16,245	48,147	56,645	121,037	-	200,730	1,906	-	79,998	403,672	4.0	310	31.12.2049
1,009	3,253	11,045	20,785	39,698	151,871	27,026	157,376	336,273	-	-	2,003	-	83,607	421,883	4.2	324	31.12.2050
215	722	2,563	4,934	9,649	38,758	46,874	75,330	160,962	-	189,008	2,096	-	87,015	439,082	4.3	337	31.12.2051
468	1,643	6,096	12,011	24,047	101,423	34,792	119,829	256,045	-	100,365	2,146	-	88,619	447,175	4.4	343	31.12.2052
578	2,116	8,210	16,553	33,929	150,259	20,899	150,568	321,726	-	-	1,948	-	79,998	403,672	4.0	310	31.12.2053
422	1,614	6,545	13,503	28,335	131,762	18,372	132,073	282,207	-	-	1,717	-	70,174	354,098	3.5	272	31.12.2054
311	1,241	5,264	11,112	23,874	116,565	13,833	114,711	245,109	-	-	1,499	-	60,951	307,559	3.0	236	31.12.2055
228	948	4,202	9,077	19,966	102,361	9,590	98,483	210,433	-	-	1,294	-	52,330	264,056	2.6	203	31.12.2056
161	698	3,236	7,152	16,107	86,704	8,086	83,387	178,177	-	-	1,101	-	44,310	223,588	2.2	172	31.12.2057
111	502	2,433	5,503	12,687	71,709	6,780	69,047	147,535	-	-	916	-	36,691	185,143	1.8	142	31.12.2058
74	352	1,784	4,129	9,746	57,840	5,635	55,839	119,314	-	-	745	-	29,673	149,733	1.5	115	31.12.2059
48	235	1,242	2,942	7,109	44,302	4,589	43,010	91,901	-	-	577	-	22,857	115,335	1.1	89	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-10%)	עלויות נטישה ושיקום	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										
29	147	813	1,970	4,874	31,890	3,705	31,313	66,908	-	-	422	-	16,641	83,972	0.8	64	31.12.2061
19	100	580	1,438	3,644	25,034	(1,876)	20,372	43,529	-	-	276	-	10,827	54,632	0.5	42	31.12.2062
9	52	315	800	2,074	14,964	(3,385)	10,185	21,764	-	-	139	-	5,413	27,316	0.3	21	31.12.2063
(37)	(219)	(1,385)	(3,597)	(9,551)	(72,341)	(5,898)	-	(78,240)	78,892	-	48	-	173	872	0.0	1	31.12.2064
32,316	76,003	196,992	331,875	579,163	1,985,065	592,942	2,330,074	4,908,081	78,892	1,192,660	36,557	-	1,536,490	7,752,679	77	5,957	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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) 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(11,075)	(15,902)	(23,204)	(28,211)	(34,457)	(52,167)	9,572	(37,471)	(80,066)	-	88,643	48	-	2,132	10,757	0.1	9	31.12.2031
2,173	3,256	4,967	6,180	7,727	12,284	1,021	11,705	25,010	-	-	138	-	6,215	31,363	0.3	24	31.12.2032
2,785	4,355	6,945	8,841	11,319	18,893	2,996	19,256	41,144	-	-	227	-	10,225	51,597	0.5	40	31.12.2033
3,133	5,112	8,522	11,102	14,551	25,502	4,970	26,806	57,278	-	-	318	-	14,235	71,831	0.7	55	31.12.2034
3,254	5,539	9,655	12,869	17,270	31,781	6,845	33,979	72,605	-	-	404	-	18,045	91,054	0.9	70	31.12.2035
3,247	5,768	10,511	14,336	19,697	38,059	8,720	41,152	87,931	-	-	491	-	21,854	110,276	1.1	85	31.12.2036
(1,854)	(3,436)	(6,546)	(9,135)	(12,850)	(26,070)	21,372	(4,133)	(8,831)	-	112,087	579	-	25,664	129,499	1.3	99	31.12.2037
3,152	6,096	12,141	17,339	24,970	53,192	9,893	55,496	118,580	-	-	668	-	29,473	148,721	1.5	114	31.12.2038
2,920	5,893	12,271	17,932	26,439	59,139	11,669	62,289	133,097	-	-	753	-	33,082	166,932	1.7	128	31.12.2039
2,678	5,640	12,277	18,358	27,712	65,085	13,445	69,083	147,613	-	-	839	-	36,691	185,143	1.8	142	31.12.2040
491	1,080	2,458	3,760	5,812	14,332	24,763	34,391	73,486	-	88,643	925	-	40,300	203,353	2.0	156	31.12.2041
2,190	5,022	11,949	18,708	29,601	76,647	16,899	82,292	175,837	-	-	1,008	-	43,708	220,553	2.2	169	31.12.2042
290	694	1,727	2,767	4,482	12,185	29,451	36,627	78,263	-	112,087	1,096	-	47,317	238,763	2.4	183	31.12.2043
1,801	4,498	11,697	19,175	31,801	90,785	17,774	95,499	204,057	-	-	1,180	-	50,726	255,962	2.5	197	31.12.2044
1,589	4,139	11,252	18,875	32,050	96,068	19,352	101,535	216,956	-	-	1,261	-	53,934	272,150	2.7	209	31.12.2045
(336)	(914)	(2,599)	(4,460)	(7,754)	(24,404)	40,327	14,007	29,930	-	200,730	1,347	-	57,342	289,349	2.9	222	31.12.2046
1,267	3,593	10,677	18,752	33,374	110,293	19,279	113,985	243,557	-	-	1,429	-	60,550	305,536	3.0	235	31.12.2047
1,094	3,237	10,057	18,075	32,936	114,287	22,146	120,020	256,454	-	-	1,512	-	63,758	321,723	3.2	247	31.12.2048
(52)	(161)	(521)	(959)	(1,789)	(6,517)	43,022	32,114	68,619	-	200,730	1,596	-	66,966	337,911	3.3	259	31.12.2049
858	2,766	9,392	17,673	33,756	129,138	20,586	131,712	281,437	-	-	1,676	-	69,973	353,086	3.5	271	31.12.2050
737	2,479	8,798	16,941	33,127	133,070	23,085	137,369	293,524	-	-	1,758	-	72,981	368,262	3.6	283	31.12.2051
50	177	656	1,293	2,588	10,915	44,881	49,083	104,879	-	200,730	1,840	-	75,988	383,438	3.8	294	31.12.2052
559	2,046	7,938	16,005	32,804	145,280	23,734	148,681	317,694	-	-	1,924	-	78,996	398,613	3.9	306	31.12.2053
97	370	1,501	3,097	6,498	30,217	44,673	65,881	140,771	-	189,008	2,007	-	82,003	413,789	4.1	318	31.12.2054
422	1,682	7,131	15,053	32,341	157,908	23,534	159,615	341,057	-	-	2,086	-	84,810	427,953	4.2	329	31.12.2055
336	1,398	6,198	13,388	29,448	150,972	24,460	154,327	329,759	-	-	2,027	-	82,003	413,789	4.1	318	31.12.2056
252	1,093	5,067	11,201	25,223	135,779	22,920	139,607	298,305	-	-	1,843	-	74,184	374,332	3.7	287	31.12.2057
190	863	4,181	9,456	21,801	123,225	19,170	125,265	267,660	-	-	1,663	-	66,565	335,887	3.3	258	31.12.2058
141	666	3,373	7,806	18,426	109,354	18,025	112,055	239,435	-	-	1,495	-	59,547	300,477	3.0	231	31.12.2059
102	506	2,677	6,340	15,323	95,485	16,880	98,847	211,211	-	-	1,326	-	52,530	265,068	2.6	204	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
76	391	2,165	5,245	12,978	84,915	13,723	86,771	185,408	-	-	1,171	-	46,114	232,693	2.3	179	31.12.2061
58	314	1,817	4,506	11,414	78,415	6,924	75,073	160,413	-	-	1,018	-	39,899	201,330	2.0	155	31.12.2062
41	232	1,402	3,556	9,222	66,529	6,372	64,131	137,031	-	-	875	-	34,084	171,990	1.7	132	31.12.2063
(31)	(180)	(1,140)	(2,961)	(7,862)	(59,550)	(4,900)	-	(64,450)	78,892	-	909	-	3,794	19,144	0.2	15	31.12.2064
22,637	58,310	165,394	292,902	539,978	2,101,025	627,579	2,457,048	5,185,652	78,892	1,192,660	39,435	-	1,605,686	8,102,325	80	6,222	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 הוון.

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 וימכרו, 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 וימכרו 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.

Phase I – First Stage ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א)(3) ו- 1(ב)(4) לעיל.²⁰

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדיטט (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%
31.12.2023	785	10.1	1,051,365	161,002	-	156,683	211,491	-	522,189	-	120,766	401,423	391,748	387,166	382,741	374,329	366,447
31.12.2024	839	10.8	1,115,275	170,789	-	132,488	159,592	-	652,406	-	133,427	518,980	482,355	465,626	449,843	420,827	394,801
31.12.2025	895	11.5	1,165,770	193,373	-	131,222	27,453	-	813,722	-	138,273	675,449	597,887	563,730	532,244	476,264	428,193
31.12.2026	1,019	13.1	1,287,573	255,166	-	122,915	-	-	909,492	-	152,653	756,839	638,029	587,589	542,162	464,046	399,824
31.12.2027	1,040	13.4	1,305,877	258,793	-	137,512	88,643	-	820,928	146,389	118,102	556,438	446,750	401,863	362,368	296,672	244,963
31.12.2028	1,040	13.4	1,331,651	263,901	-	138,193	-	-	929,557	294,525	88,233	546,799	418,106	367,351	323,719	253,507	200,600
31.12.2029	1,040	13.4	1,346,934	266,930	-	159,272	-	-	920,732	362,669	70,530	487,533	355,037	304,684	262,393	196,548	149,048
31.12.2030	1,040	13.4	1,368,411	271,186	-	139,257	-	-	957,968	436,101	101,794	420,074	291,344	244,209	205,532	147,262	107,020
31.12.2031	1,040	13.4	1,434,483	284,280	-	133,295	-	-	1,016,907	475,913	108,310	432,685	285,801	233,992	192,457	131,899	91,861
31.12.2032	1,040	13.4	1,463,807	290,091	-	133,982	-	-	1,039,733	486,595	111,066	442,072	278,096	222,389	178,757	117,183	78,212
31.12.2033	1,040	13.4	1,463,676	290,065	-	133,924	-	-	1,039,687	486,573	114,028	439,086	263,064	205,476	161,408	101,210	64,736
31.12.2034	1,040	13.4	1,464,198	290,169	-	154,562	200,730	-	818,737	383,169	136,124	299,444	170,859	130,352	100,069	60,019	36,790
31.12.2035	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,687	-	-	1,010,631	472,975	115,551	422,104	229,379	170,928	128,236	73,569	43,217
31.12.2036	1,040	13.4	1,398,461	277,141	-	110,718	-	-	1,010,601	472,961	117,005	420,635	217,696	158,450	116,173	63,751	35,889
31.12.2037	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,751	-	-	1,010,568	472,946	118,061	419,561	206,800	147,019	105,342	55,294	29,831
31.12.2038	1,040	13.4	1,398,459	277,141	-	110,785	-	-	1,010,533	472,930	119,032	418,572	196,488	136,439	95,540	47,968	24,801
31.12.2039	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,426	-	-	989,551	463,110	116,465	409,976	183,289	124,314	85,071	40,855	20,243
31.12.2040	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,854	112,087	-	898,036	420,281	129,758	347,997	148,171	98,158	65,645	30,155	14,319
31.12.2041	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,890	-	-	1,010,087	472,721	116,399	420,967	170,705	110,456	72,191	31,720	14,434
31.12.2042	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,928	200,730	-	809,319	378,761	135,693	294,865	113,876	71,971	45,969	19,320	8,425
31.12.2043	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	110,966	-	-	1,010,011	472,685	111,773	425,552	156,521	96,623	60,312	24,246	10,133
31.12.2044	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,612	-	-	989,365	463,023	111,555	414,787	145,296	87,608	53,442	20,550	8,231
31.12.2045	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,045	200,730	-	809,201	378,706	135,679	294,816	98,354	57,924	34,532	12,701	4,875
31.12.2046	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,086	-	-	1,009,891	472,629	111,759	425,503	135,193	77,769	45,308	15,941	5,863
31.12.2047	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,128	200,730	-	809,118	378,667	131,052	299,399	90,597	50,903	28,982	9,753	3,438
31.12.2048	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	111,171	-	-	1,009,806	472,589	107,131	430,085	123,945	68,020	37,848	12,183	4,116
31.12.2049	1,040	13.4	1,398,034	277,057	-	131,822	189,008	-	800,147	374,469	122,776	302,902	83,135	44,563	24,232	7,461	2,415
31.12.2050	987	12.7	1,328,226	263,222	-	110,930	-	-	954,074	446,506	97,254	410,313	107,253	56,154	29,841	8,789	2,727
31.12.2051	886	11.4	1,196,704	237,158	-	110,348	-	-	849,198	397,425	85,710	366,063	91,130	46,603	24,203	6,818	2,027

²⁰ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
1,502	5,271	19,560	38,538	77,154	325,420	76,568	353,629	755,617	-	-	109,828	-	213,900	1,079,346	10.2	796	31.12.2052
1,109	4,062	15,759	31,773	65,124	288,413	68,512	313,986	670,911	-	-	109,357	-	192,848	973,116	9.2	714	31.12.2053
799	3,052	12,381	25,542	53,599	249,240	56,811	269,232	575,283	-	-	129,542	-	174,202	879,027	8.3	642	31.12.2054
607	2,420	10,264	21,667	46,550	227,285	53,251	246,787	527,323	-	-	108,549	-	157,160	793,032	7.4	576	31.12.2055
445	1,854	8,217	17,750	39,042	200,161	48,147	218,436	466,743	-	-	108,288	-	142,123	717,154	6.7	517	31.12.2056
325	1,412	6,544	14,464	32,573	175,345	43,732	192,722	411,799	-	-	108,070	-	128,489	648,358	6.0	465	31.12.2057
236	1,070	5,186	11,729	27,041	152,845	40,009	169,653	362,507	-	-	107,878	-	116,259	586,643	5.4	417	31.12.2058
160	755	3,825	8,853	20,897	124,022	34,223	139,208	297,453	-	-	128,315	-	105,231	530,999	4.8	374	31.12.2059
122	604	3,198	7,574	18,305	114,067	34,072	130,318	278,457	-	-	107,561	-	95,407	481,426	4.3	336	31.12.2060
88	455	2,521	6,109	15,116	98,906	29,543	112,997	241,447	-	-	105,693	-	85,798	432,937	3.9	302	31.12.2061
71	383	2,217	5,497	13,926	95,675	14,788	97,175	207,638	-	-	103,806	-	76,975	388,419	3.5	271	31.12.2062
52	291	1,760	4,466	11,583	83,555	11,168	83,328	178,050	-	-	102,160	-	69,256	349,466	3.1	244	31.12.2063
(87)	(512)	(3,237)	(8,403)	(22,311)	(168,998)	-	-	(168,998)	173,996	-	17,257	-	5,501	27,756	0.2	19	31.12.2064
2,802,908	3,541,958	4,834,756	5,903,890	7,515,502	14,466,853	3,886,783	12,882,787	31,236,424	173,996	1,591,197	4,966,756	-	9,215,464	47,183,837	451	35,012	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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%	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										
420,752	429,801	439,461	444,541	449,803	460,910	138,535	-	599,446	-	211,491	162,638	-	176,049	1,149,624	11.1	861	31.12.2023
442,058	471,199	503,688	521,360	540,091	581,100	151,982	-	733,082	-	159,592	138,354	-	186,438	1,217,465	11.8	918	31.12.2024
465,122	517,339	578,146	612,348	649,451	733,702	155,673	-	889,375	-	27,453	137,116	-	228,607	1,282,552	12.7	989	31.12.2025
412,566	478,834	559,439	606,314	658,362	780,958	159,858	16,632	957,448	-	-	128,525	-	268,405	1,354,378	13.7	1,062	31.12.2026
258,677	313,281	382,655	424,361	471,761	587,589	102,253	249,733	939,576	-	-	143,010	-	267,568	1,350,154	13.7	1,062	31.12.2027
194,698	246,048	314,194	356,543	405,805	530,711	86,075	342,582	959,368	-	-	143,702	-	272,631	1,375,701	13.7	1,062	31.12.2028
127,918	168,683	225,193	261,489	304,704	418,416	77,687	365,800	861,902	-	88,643	164,764	-	275,656	1,390,965	13.7	1,062	31.12.2029
108,045	148,672	207,500	246,547	294,133	424,095	102,995	460,734	987,823	-	-	144,746	-	279,922	1,412,491	13.7	1,062	31.12.2030
93,885	134,805	196,698	239,147	292,098	442,219	111,157	486,805	1,040,181	-	-	137,888	-	291,168	1,469,237	13.7	1,062	31.12.2031
79,841	119,624	182,481	227,022	283,890	451,283	113,817	497,118	1,062,218	-	-	138,610	-	296,792	1,497,620	13.7	1,062	31.12.2032
66,094	103,333	164,795	209,787	268,584	448,299	116,780	497,100	1,062,179	-	-	138,539	-	296,765	1,497,484	13.7	1,062	31.12.2033
53,414	87,140	145,287	189,254	248,065	434,753	119,581	487,648	1,041,982	-	-	159,178	-	296,874	1,498,035	13.7	1,062	31.12.2034
43,693	74,380	129,650	172,812	231,907	426,756	122,937	483,564	1,033,256	-	-	112,721	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2035
30,278	53,785	98,012	133,679	183,664	354,878	135,165	431,091	921,134	-	112,087	112,753	-	283,235	1,429,209	13.7	1,062	31.12.2036
30,417	56,381	107,413	149,909	210,865	427,809	121,849	483,534	1,033,192	-	-	112,786	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2037
25,350	49,030	97,655	139,460	200,838	427,839	121,800	483,517	1,033,157	-	-	112,821	-	283,236	1,429,213	13.7	1,062	31.12.2038
17,901	36,128	75,228	109,931	162,083	362,544	128,774	432,212	923,530	-	88,643	133,463	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2039
17,597	37,059	80,674	120,631	182,094	427,669	121,749	483,323	1,032,741	-	-	112,891	-	283,150	1,428,782	13.7	1,062	31.12.2040
14,664	32,224	73,338	112,212	173,417	427,656	121,745	483,308	1,032,708	-	-	112,928	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2041
12,219	28,020	66,669	104,379	165,153	427,640	121,741	483,290	1,032,670	-	-	112,966	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2042
7,180	17,180	42,736	68,465	110,907	301,537	141,034	389,330	831,901	-	200,730	113,005	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2043
8,409	20,996	54,601	89,508	148,447	423,781	114,592	473,607	1,011,980	-	-	133,652	-	283,150	1,428,782	13.7	1,062	31.12.2044
7,147	18,620	50,624	84,918	144,189	432,208	117,109	483,234	1,032,551	-	-	113,085	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2045
5,938	16,143	45,883	78,755	136,908	430,902	118,393	483,214	1,032,510	-	-	113,127	-	283,151	1,428,788	13.7	1,062	31.12.2046
3,401	9,649	28,672	50,359	89,628	296,198	140,118	383,827	820,144	-	212,452	113,170	-	283,183	1,428,949	13.7	1,062	31.12.2047
4,164	12,325	38,289	68,813	125,389	435,099	114,975	483,900	1,033,974	-	-	113,217	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2048
2,389	7,378	23,963	44,068	82,211	299,533	132,766	380,293	812,592	-	200,730	133,868	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2049
2,908	9,374	31,829	59,894	114,396	437,639	112,386	483,857	1,033,882	-	-	113,308	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2050
1,766	5,940	21,084	40,598	79,388	318,896	130,551	395,378	844,825	-	189,008	113,357	-	283,536	1,430,726	13.7	1,062	31.12.2051
1,735	6,089	22,596	44,520	89,130	375,930	116,788	433,444	926,162	-	100,365	113,363	-	281,731	1,421,621	13.6	1,055	31.12.2052
1,613	5,908	22,920	46,210	94,716	419,465	101,311	458,127	978,903	-	-	113,125	-	269,902	1,361,930	13.0	1,009	31.12.2053
1,241	4,742	19,235	39,683	83,273	387,228	94,680	423,934	905,843	-	-	133,457	-	256,870	1,296,169	12.3	959	31.12.2054
1,002	3,995	16,942	35,765	76,839	375,174	91,080	410,163	876,417	-	-	112,587	-	244,439	1,233,443	11.7	911	31.12.2055
792	3,294	14,601	31,540	69,376	355,671	85,254	387,881	828,806	-	-	112,336	-	232,609	1,173,752	11.1	865	31.12.2056
621	2,698	12,504	27,638	62,241	335,046	82,266	367,110	784,422	-	-	112,104	-	221,582	1,118,108	10.6	822	31.12.2057
487	2,206	10,690	24,178	55,745	315,083	79,476	347,093	741,653	-	-	111,879	-	210,956	1,064,487	10.1	781	31.12.2058
371	1,752	8,877	20,544	48,494	287,805	74,326	318,566	680,697	-	-	132,274	-	200,931	1,013,902	9.6	742	31.12.2059
298	1,472	7,797	18,464	44,623	278,070	74,416	310,082	662,569	-	-	111,464	-	191,307	965,340	9.1	705	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
233	1,200	6,645	16,103	39,842	260,690	72,048	292,710	625,448	-	-	111,269	-	182,084	918,801	8.6	669	31.12.2061
189	1,016	5,881	14,581	36,937	253,766	60,511	276,470	590,747	-	-	111,088	-	173,463	875,298	8.2	636	31.12.2062
149	833	5,043	12,796	33,185	239,389	57,716	261,362	558,467	-	-	110,920	-	165,443	834,830	7.8	604	31.12.2063
(61)	(358)	(2,264)	(5,877)	(15,604)	(118,191)	2,879	-	(115,311)	173,996	-	20,471	-	19,564	98,720	0.9	71	31.12.2064
2,967,159	3,738,221	5,117,325	6,293,253	8,127,026	16,717,747	4,546,831	15,411,572	36,676,150	173,996	1,591,197	5,126,523	-	10,603,235	54,171,101	518	40,210	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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										
454,371	464,144	474,575	480,062	485,743	497,739	149,536	-	647,274	-	211,491	167,772	-	185,626	1,212,163	11.6	904	31.12.2023
451,907	481,698	514,911	532,977	552,125	594,048	155,850	-	749,897	-	159,592	142,917	-	190,304	1,242,710	11.9	926	31.12.2024
469,297	521,983	583,336	617,845	655,281	740,288	157,641	-	897,929	-	27,453	141,640	-	237,526	1,304,548	12.8	993	31.12.2025
403,834	468,699	547,599	593,482	644,428	764,429	154,920	50,877	970,226	-	-	133,016	-	272,673	1,375,915	13.7	1,062	31.12.2026
258,808	313,439	382,848	424,576	472,000	587,887	102,342	261,861	952,089	-	-	147,492	-	271,769	1,371,351	13.7	1,062	31.12.2027
194,633	245,966	314,090	356,424	405,669	530,534	86,023	354,595	971,152	-	-	148,186	-	276,652	1,395,989	13.7	1,062	31.12.2028
144,530	190,590	254,439	295,448	344,275	472,754	68,764	420,508	962,026	-	-	169,228	-	279,597	1,410,850	13.7	1,062	31.12.2029
108,377	149,129	208,138	247,305	295,037	425,398	106,032	467,499	998,929	-	-	149,201	-	283,768	1,431,898	13.7	1,062	31.12.2030
81,919	117,623	171,627	208,666	254,868	385,855	122,123	446,868	954,846	-	88,643	139,090	-	292,282	1,474,861	13.7	1,062	31.12.2031
79,988	119,844	182,817	227,440	284,412	452,113	114,065	498,066	1,064,244	-	-	139,805	-	297,589	1,501,638	13.7	1,062	31.12.2032
66,217	103,525	165,101	210,176	269,082	449,131	117,028	498,050	1,064,208	-	-	139,730	-	297,561	1,501,499	13.7	1,062	31.12.2033
53,518	87,309	145,568	189,620	248,545	435,594	119,832	488,608	1,044,035	-	-	160,369	-	297,676	1,502,079	13.7	1,062	31.12.2034
43,675	74,349	129,596	172,741	231,811	426,580	122,884	483,363	1,032,828	-	-	114,265	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2035
36,270	64,428	117,408	160,134	220,010	425,107	124,336	483,344	1,032,787	-	-	114,297	-	283,509	1,430,594	13.7	1,062	31.12.2036
25,216	46,739	89,044	124,273	174,805	354,649	135,151	430,876	920,676	-	112,087	114,330	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2037
25,339	49,010	97,615	139,403	200,756	427,663	121,748	483,317	1,032,728	-	-	114,365	-	283,511	1,430,604	13.7	1,062	31.12.2038
20,692	41,761	86,957	127,071	187,353	419,068	119,180	473,497	1,011,745	-	-	135,007	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2039
17,590	37,044	80,641	120,581	182,018	427,491	121,696	483,120	1,032,308	-	-	114,435	-	283,425	1,430,167	13.7	1,062	31.12.2040
12,713	27,939	63,585	97,288	150,354	370,780	131,235	441,622	943,637	-	88,643	114,472	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2041
12,214	28,009	66,641	104,336	165,085	427,464	121,688	483,089	1,032,242	-	-	114,510	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2042
8,502	20,343	50,602	81,067	131,322	357,042	132,460	430,614	920,116	-	112,087	114,549	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2043
8,365	20,886	54,315	89,039	147,671	421,565	116,578	473,404	1,011,547	-	-	135,196	-	283,425	1,430,167	13.7	1,062	31.12.2044
7,110	18,525	50,365	84,483	143,451	429,993	119,096	483,033	1,032,122	-	-	114,629	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2045
4,188	11,385	32,358	55,541	96,553	303,890	138,389	389,072	831,350	-	200,730	114,671	-	283,427	1,430,179	13.7	1,062	31.12.2046
4,977	14,119	41,953	73,685	131,144	433,398	115,791	483,121	1,032,310	-	-	114,714	-	283,494	1,430,519	13.7	1,062	31.12.2047
4,147	12,275	38,132	68,531	124,876	433,317	117,441	484,501	1,035,259	-	-	114,765	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2048
2,383	7,359	23,902	43,956	82,001	298,771	134,212	380,894	813,877	-	200,730	135,416	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2049
2,910	9,380	31,847	59,929	114,463	437,896	112,813	484,458	1,035,167	-	-	114,857	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2050
2,419	8,137	28,883	55,616	108,754	436,857	113,826	484,435	1,035,118	-	-	114,905	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2051
1,429	5,016	18,617	36,680	73,434	309,730	134,138	390,470	834,338	-	200,730	114,955	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2052
1,689	6,184	23,994	48,376	99,155	439,124	111,505	484,388	1,035,018	-	-	115,005	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2053
996	3,804	15,431	31,835	66,805	310,652	128,439	386,267	825,358	-	189,008	135,657	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2054
1,181	4,709	19,967	42,149	90,555	442,145	108,436	484,346	1,034,927	-	-	115,096	-	284,236	1,434,259	13.7	1,062	31.12.2055
958	3,987	17,676	38,182	83,985	430,570	107,976	473,759	1,012,305	-	-	115,005	-	278,622	1,405,931	13.4	1,040	31.12.2056
762	3,307	15,329	33,882	76,302	410,738	105,051	453,739	969,527	-	-	114,788	-	267,996	1,352,311	12.9	999	31.12.2057
608	2,756	13,352	30,199	69,627	393,546	99,915	434,097	927,558	-	-	114,574	-	257,570	1,299,702	12.3	959	31.12.2058
472	2,232	11,307	26,168	61,770	366,595	94,863	405,944	867,402	-	-	134,981	-	247,745	1,250,128	11.9	921	31.12.2059
383	1,889	10,006	23,696	57,266	356,858	94,952	397,457	849,268	-	-	114,177	-	238,122	1,201,566	11.4	883	31.12.2060

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (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) 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										
306	1,574	8,717	21,124	52,265	341,980	90,508	380,459	812,947	-	-	113,993	-	229,099	1,156,039	10.9	848	31.12.2061
250	1,344	7,780	19,292	48,868	335,742	77,853	363,839	777,434	-	-	113,813	-	220,277	1,111,524	10.5	814	31.12.2062
198	1,112	6,732	17,080	44,296	319,547	76,013	347,974	743,534	-	-	113,641	-	211,857	1,069,032	10.1	782	31.12.2063
(51)	(301)	(1,901)	(4,936)	(13,106)	(99,269)	5,708	-	(93,561)	173,996	-	21,812	-	25,271	127,519	1.2	93	31.12.2064
3,015,288	3,793,251	5,195,901	6,405,424	8,315,115	17,525,257	4,788,036	16,345,434	38,658,727	173,996	1,591,197	5,225,324	-	11,118,416	56,767,660	541	42,025	סה"כ

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2022
 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²¹

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 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
2,540,498	3,215,276	4,386,801	12,970,046	3,056,227	3,859,568	5,274,290	15,960,810		
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
2,693,508	3,397,247	4,646,280	14,996,861	3,226,776	4,065,047	5,574,826	18,430,901		
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)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,743,436	3,453,980	4,724,706	15,729,777	3,284,870	4,131,614	5,668,448	19,331,686		
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הנמוך (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
2,407,137	3,050,174	4,161,872	12,224,988	3,180,677	4,016,515	5,492,854	16,709,635		
קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)					קטגוריה: משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,557,566	3,228,356	4,413,478	14,143,838	3,355,975	4,228,093	5,803,635	19,289,456		
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)				
גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
2,601,932	3,278,619	4,483,519	14,828,719	3,416,136	4,297,124	5,901,017	20,231,904		

²¹ 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 שיתכן 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%				
2,270,460	2,881,918	3,934,365	11,481,398	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,303,084	4,171,314	5,709,228	17,456,615	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,416,520	3,054,004	4,174,996	13,285,373	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,482,643	4,388,500	6,029,750	20,145,561	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,459,864	3,103,110	4,242,924	13,931,788	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,543,905	4,459,002	6,129,853	21,128,436	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
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,538,359	3,212,174	4,381,533	12,942,381	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,058,341	3,852,463	5,215,725	13,831,551	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,687,948	3,390,064	4,636,022	14,957,924	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,230,118	4,061,873	5,528,712	16,259,037	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,737,886	3,446,799	4,714,405	15,689,122	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,288,434	4,129,276	5,625,344	17,156,416	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,398,836	3,039,520	4,146,884	12,173,604	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,182,547	4,002,063	5,395,109	13,670,404	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,548,996	3,217,339	4,397,846	14,085,231	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,360,229	4,220,856	5,726,681	16,109,308	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,597,141	3,272,057	4,473,112	14,775,117	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,420,641	4,290,796	5,826,443	16,954,060	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%²²				
2,261,970	2,870,928	3,918,427	11,419,471	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	3,303,762	4,146,942	5,565,747	13,525,264	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,404,849	3,039,064	4,153,913	13,207,057	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,487,244	4,375,598	5,917,631	16,001,493	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,451,647	3,092,226	4,226,553	13,856,941	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,548,932	4,447,462	6,020,827	16,825,401	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²² 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 המותנים על-פי דוח המשאבים, לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מפרויקט הצינור השלישי וכן מעדכון מודל הזרימה במאגר, שבגינם סווגו מחדש חלק מהמשאבים המותנים כעתודות, כך שכמות העתודות מסוג 1P עלתה בכ- 1,879 BCF, כמות העתודות מסוג 2P עלתה בכ- 2,489 BCF, וכמות העתודות מסוג 3P עלתה בכ- 2,386 BCF, כל זאת על חשבון כמויות המשאבים המותנים בקטגוריות 1C, 2C ו-3C בהתאמה, ותוך התחשבות בכך שהופקו כ- 101 BCF גז טבעי במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2022.

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2022 בפרויקט לווייתן: 23,24

רבעון 254	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
45,366.07	48,509.26	44,782.92	43,527.37	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
6.35	6.56	6.50	5.67	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.66	0.81	0.68	0.61	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.17	0.19	0.16	0.15	המדינה
0.08	0.09	0.08	0.07	צדדים שלישיים
0.08	0.09	0.08	0.07	בעלי עניין
0.76	0.59	0.81	0.76	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ^{27,26}
4.68	4.88	4.77	4.08	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.765	0.794	0.733	0.712	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספת א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2022, וכן מצורפת **כנספת א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

²³ 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.

²⁴ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2022 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הינו 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.

²⁵ יובהר כי, נתוני ההפקה לרבעון הרביעי של שנת 2022 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁶ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

²⁷ 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: 19 במרץ, 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 וטיטוט 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

March 19, 2023

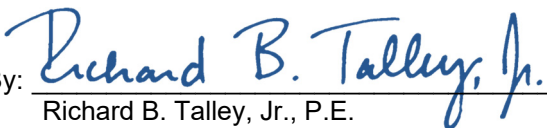
Mr. Yossi Abu
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated March 19, 2023, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2022, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The March 19 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 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
DECEMBER 31, 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

March 19, 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 December 31, 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 December 31, 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 March 16, 2023, exchange rate was 3.67 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 December 31, 2022, to be:

March 19, 2023
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,813.0	6,262.8	30.4	13.8
Probable	1,756.2	796.3	3.9	1.8
Proved + Probable (2P)	15,569.2	7,059.1	34.3	15.5
Possible	704.5	319.4	1.5	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	16,273.7	7,378.5	35.8	16.2

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 December 31, 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)	13,128.8	6,906.0	4,533.7	3,372.1	2,694.7
Probable	1,603.9	641.9	386.6	290.1	240.1
Proved + Probable (2P)	14,732.7	7,547.9	4,920.3	3,662.2	2,934.8
Possible	691.6	227.3	110.2	72.7	57.8
Proved + Probable + Possible (3P)	15,424.2	7,775.1	5,030.5	3,734.9	2,992.7

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 December 31, 2022, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

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

March 19, 2023
Page 3 of 6

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 approval of additional drilling, project approval for additional future developments, demonstration of a market for future gas sales, and commitment to develop the resources. For the purposes of this report, the contingent resources have been divided into two development phases: Phase I – First Stage and Future Development. The Phase I – First Stage contingent resources can be recovered through drilling during this development phase without significant upgrades to the production system. The Future Development contingent resources may require upgrades to the production system and additional drilling beyond the Phase I – First Stage. If the 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 December 31, 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	2,101.2	2,707.9	2,828.4	4.6	6.0	6.2
Future Development	0.0	3,588.9	7,692.5	0.0	7.9	16.9
Total	2,101.2	6,296.8	10,520.9	4.6	13.9	23.1

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 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	952.7	1,227.8	1,282.4	2.1	2.7	2.8
Future Development	0.0	1,627.2	3,487.8	0.0	3.6	7.7
Total	952.7	2,855.0	4,770.2	2.1	6.3	10.5

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 December 31, 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)	1,338.1	609.5	301.1	169.8	108.2
Best Estimate (2C)	1,985.1	579.2	197.0	76.0	32.3
High Estimate (3C)	2,101.0	540.0	165.4	58.3	22.6

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, transportation 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, a third gathering line, 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.

March 19, 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 December 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.

March 19, 2023
Page 6 of 6

QUALIFICATIONS

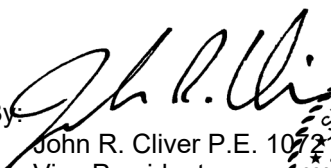
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any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

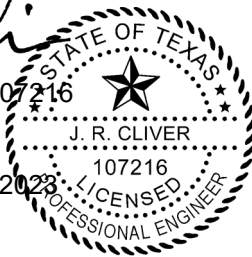
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

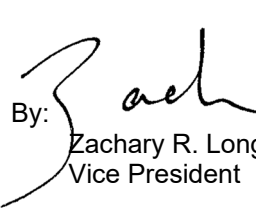
By: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Executive Chairman

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

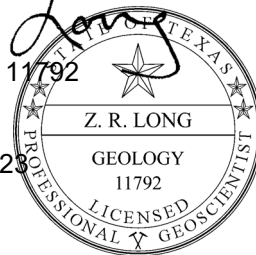
Date Signed: March 19, 2023

JRC:MDK



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

Date Signed: March 19, 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.

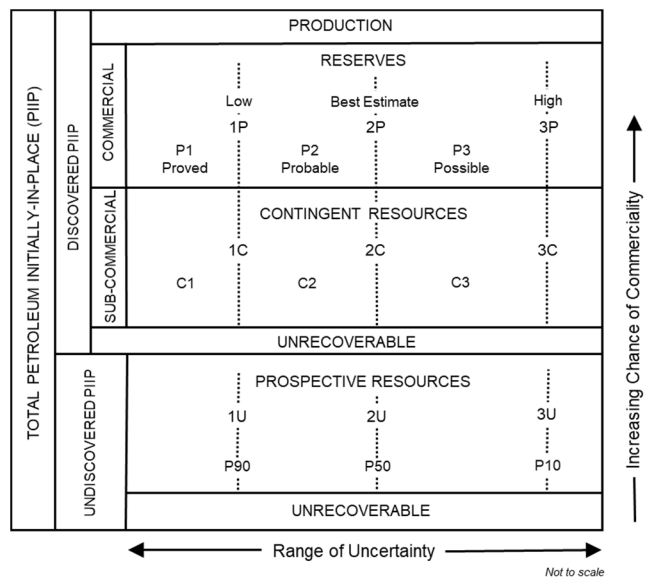


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

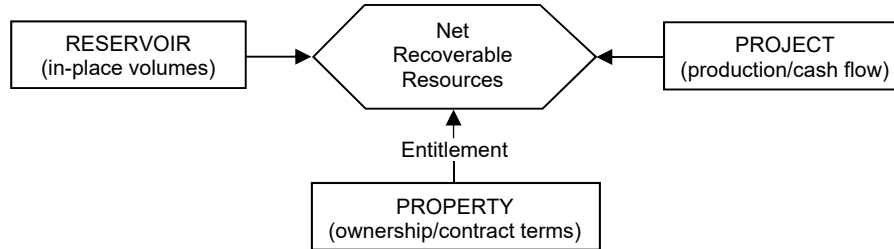


Figure 1.2—Resources evaluation

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, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%	
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)	(MM\$)
12-31-2023	1,051.4	116.4	14.2	26.4	161.0	211.5	0.0	156.7	522.2	
12-31-2024	1,115.3	125.6	15.1	30.1	170.8	159.6	0.0	132.5	652.4	
12-31-2025	1,142.3	128.6	29.0	30.9	188.4	27.5	0.0	131.1	795.3	
12-31-2026	1,196.5	134.7	70.1	32.3	237.1	0.0	0.0	122.5	836.9	
12-31-2027	1,192.7	134.3	69.8	32.2	236.4	0.0	0.0	137.0	819.4	
12-31-2028	1,214.8	138.8	71.1	32.8	240.7	0.0	0.0	137.6	836.4	
12-31-2029	1,228.0	138.3	71.9	33.2	243.4	0.0	0.0	158.7	826.0	
12-31-2030	1,246.7	140.4	73.0	33.7	247.1	0.0	0.0	138.7	861.0	
12-31-2031	1,294.6	145.8	75.8	35.0	256.6	0.0	0.0	132.7	905.4	
12-31-2032	1,319.1	148.5	77.2	35.6	261.4	0.0	0.0	133.3	924.4	
12-31-2033	1,319.0	148.5	77.2	35.6	261.4	0.0	0.0	133.3	924.3	
12-31-2034	1,319.5	148.6	77.3	35.7	261.5	0.0	0.0	153.9	904.1	
12-31-2035	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.0	895.3	
12-31-2036	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.1	895.2	
12-31-2037	1,253.8	141.2	73.4	33.9	248.5	0.0	0.0	110.1	895.2	
Subtotal	18,401.4	2,072.0	941.9	497.3	3,511.2	398.5	0.0	1,998.1	12,493.5	
Remaining	22,933.2	2,582.3	1,342.8	619.7	4,544.8	0.0	0.0	2,952.3	15,341.0	
Total	41,334.6	4,654.3	2,284.7	1,117.0	8,056.0	398.5	95.1	4,950.4	27,834.5	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	0.0	0.0	522.2	23.0	120.8	401.4	391.7	382.7	374.3	366.4
12-31-2024	0.0	0.0	652.4	23.0	133.4	519.0	482.4	449.8	420.8	394.8
12-31-2025	0.0	0.0	795.3	23.0	134.0	661.3	585.3	521.1	468.3	419.2
12-31-2026	0.0	0.0	836.9	23.0	136.0	701.0	590.9	502.1	429.8	370.3
12-31-2027	15.4	125.8	693.6	23.0	103.1	590.5	474.1	384.5	314.8	259.9
12-31-2028	30.1	251.7	584.8	23.0	78.7	506.1	386.9	299.6	234.6	185.7
12-31-2029	37.1	306.7	519.2	23.0	63.6	455.6	331.8	245.2	183.7	139.3
12-31-2030	43.2	372.0	489.0	23.0	96.3	392.7	272.4	192.2	137.7	100.1
12-31-2031	46.8	423.4	482.0	23.0	96.8	385.2	254.5	171.3	117.4	81.8
12-31-2032	46.8	432.6	491.8	23.0	99.0	392.8	247.1	158.8	104.1	69.5
12-31-2033	46.8	432.6	491.7	23.0	102.0	389.8	233.5	143.3	89.8	57.5
12-31-2034	46.8	423.1	481.0	23.0	104.7	376.2	214.7	125.7	75.4	46.2
12-31-2035	46.8	419.0	476.3	23.0	108.1	368.2	200.1	111.9	64.2	37.7
12-31-2036	46.8	419.0	476.3	23.0	109.5	366.7	189.8	101.3	55.6	31.3
12-31-2037	46.8	419.0	476.3	23.0	109.6	366.7	180.7	92.1	48.3	26.1
Subtotal		4,024.8	8,468.7		1,595.6	6,873.1	5,035.9	3,881.7	3,116.9	2,585.7
Remaining		7,206.1	8,134.9		1,879.2	6,255.7	1,870.1	652.0	255.3	109.0
Total		11,230.9	16,603.6		3,474.8	13,128.8	6,906.0	4,533.7	3,372.1	2,694.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2023	99.3	11.1	1.3	2.7	15.0	0.0	0.0	6.0	77.3
12-31-2024	102.2	11.5	1.4	2.8	15.6	0.0	0.0	5.9	80.7
12-31-2025	125.7	14.2	19.6	3.4	37.2	0.0	0.0	5.9	82.6
12-31-2026	157.8	17.8	9.2	4.3	31.3	0.0	0.0	6.1	120.5
12-31-2027	157.4	17.7	9.2	4.3	31.2	0.0	0.0	6.1	120.2
12-31-2028	160.9	18.1	9.4	4.3	31.9	0.0	0.0	6.1	122.9
12-31-2029	162.9	18.3	9.5	4.4	32.3	0.0	0.0	6.1	124.6
12-31-2030	163.2	18.4	9.6	4.4	32.3	0.0	0.0	6.1	124.8
12-31-2031	150.2	16.9	8.8	4.1	29.8	0.0	0.0	5.1	115.3
12-31-2032	128.9	14.5	7.5	3.5	25.5	0.0	0.0	5.0	98.3
12-31-2033	104.6	11.8	6.1	2.8	20.7	0.0	0.0	4.9	79.0
12-31-2034	81.4	9.2	4.8	2.2	16.1	0.0	0.0	4.8	60.4
12-31-2035	55.0	6.2	3.2	1.5	10.9	0.0	0.0	2.1	42.0
12-31-2036	32.8	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	2.0	24.2
12-31-2037	10.5	1.2	0.6	0.3	2.1	0.0	0.0	1.9	6.5
Subtotal	1,691.9	190.5	102.3	45.7	338.5	0.0	0.0	74.1	1,279.2
Remaining	3,392.0	381.9	198.6	91.7	672.2	0.0	0.0	85.4	2,654.3
Total	5,083.8	572.4	300.9	137.4	1,010.7	0.0	0.0	139.6	3,933.5

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	0.0	0.0	77.3	23.0	17.8	59.5	58.1	56.7	55.5	54.3
12-31-2024	0.0	0.0	80.7	23.0	18.6	62.1	57.7	53.8	50.4	47.3
12-31-2025	0.0	0.0	82.6	23.0	19.0	63.6	56.3	50.1	44.8	40.3
12-31-2026	1.7	16.5	104.0	23.0	23.9	80.1	67.5	57.4	49.1	42.3
12-31-2027	26.4	122.6	-2.4	23.0	-0.6	-1.9	-1.5	-1.2	-1.0	-0.8
12-31-2028	35.6	89.7	33.2	23.0	7.6	25.6	19.6	15.2	11.9	9.4
12-31-2029	42.8	100.1	24.5	23.0	5.6	18.9	13.7	10.1	7.6	5.8
12-31-2030	46.8	89.0	35.8	23.0	8.2	27.6	19.1	13.5	9.7	7.0
12-31-2031	46.8	54.3	61.0	23.0	14.0	47.0	31.0	20.9	14.3	10.0
12-31-2032	46.8	46.0	52.3	23.0	12.0	40.3	25.3	16.3	10.7	7.1
12-31-2033	46.8	37.0	42.0	23.0	9.7	32.3	19.4	11.9	7.5	4.8
12-31-2034	46.8	28.3	32.1	23.0	7.4	24.8	14.1	8.3	5.0	3.0
12-31-2035	46.8	19.6	22.3	23.0	5.1	17.2	9.3	5.2	3.0	1.8
12-31-2036	46.8	11.3	12.9	23.0	3.0	9.9	5.1	2.7	1.5	0.8
12-31-2037	46.8	3.0	3.5	23.0	0.8	2.7	1.3	0.7	0.4	0.2
Subtotal		617.5	661.7		152.2	509.5	396.1	321.6	270.2	233.2
Remaining		1,233.1	1,421.3		326.9	1,094.4	245.7	65.1	19.9	6.9
Total		1,850.6	2,083.0		479.1	1,603.9	641.9	386.6	290.1	240.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2023	1,149.6	129.4	15.5	31.1	176.0	211.5	0.0	162.6	599.4
12-31-2024	1,217.5	137.1	16.5	32.9	186.4	159.6	0.0	138.4	733.1
12-31-2025	1,268.0	142.8	48.6	34.3	225.6	27.5	0.0	137.0	877.9
12-31-2026	1,354.4	152.5	79.3	36.6	268.4	0.0	0.0	128.5	957.4
12-31-2027	1,350.2	152.0	79.1	36.5	267.6	0.0	0.0	143.0	939.6
12-31-2028	1,375.7	154.9	80.6	37.2	272.6	0.0	0.0	143.7	959.4
12-31-2029	1,391.0	156.6	81.4	37.6	275.7	0.0	0.0	164.8	950.5
12-31-2030	1,409.9	158.8	82.6	38.1	279.4	0.0	0.0	144.7	985.8
12-31-2031	1,444.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	137.8	1,020.7
12-31-2032	1,448.0	163.1	84.8	39.1	287.0	0.0	0.0	138.4	1,022.7
12-31-2033	1,423.6	160.3	83.4	38.5	282.1	0.0	0.0	138.2	1,003.3
12-31-2034	1,400.9	157.7	82.0	37.9	277.6	0.0	0.0	158.7	964.5
12-31-2035	1,308.8	147.4	76.6	35.4	259.4	0.0	0.0	112.2	937.3
12-31-2036	1,286.6	144.9	75.3	34.8	255.0	0.0	0.0	112.1	919.5
12-31-2037	1,264.3	142.4	74.0	34.2	250.6	0.0	0.0	112.0	901.7
Subtotal	20,093.3	2,262.5	1,044.2	543.0	3,849.7	398.5	0.0	2,072.3	13,772.7
Remaining	26,325.2	2,964.2	1,541.4	711.4	5,217.0	0.0	0.0	3,017.7	17,995.3
Total	46,418.4	5,226.7	2,585.6	1,254.4	9,066.7	398.5	95.1	5,090.0	31,768.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	0.0	0.0	599.4	23.0	138.5	460.9	449.8	439.5	429.8	420.8
12-31-2024	0.0	0.0	733.1	23.0	152.0	581.1	540.1	503.7	471.2	442.1
12-31-2025	0.0	0.0	877.9	23.0	153.0	724.8	641.6	571.2	511.1	459.5
12-31-2026	1.7	16.5	940.9	23.0	159.9	781.0	658.4	559.5	478.9	412.6
12-31-2027	26.4	248.5	691.1	23.0	102.5	588.6	472.6	383.3	313.6	259.1
12-31-2028	35.6	341.4	618.0	23.0	86.4	531.7	406.5	314.8	248.5	195.0
12-31-2029	42.8	406.8	543.7	23.0	69.3	474.4	345.5	255.3	191.3	145.0
12-31-2030	46.8	461.0	524.8	23.0	104.5	420.3	291.5	205.6	147.3	107.1
12-31-2031	46.8	477.7	543.0	23.0	110.8	432.2	285.5	192.2	131.7	91.8
12-31-2032	46.8	478.6	544.1	23.0	111.0	433.1	272.4	175.1	114.8	76.6
12-31-2033	46.8	469.5	533.7	23.0	111.6	422.1	252.9	155.2	97.3	62.2
12-31-2034	46.8	451.4	513.1	23.0	112.1	401.0	228.8	134.0	80.4	49.3
12-31-2035	46.8	438.6	498.6	23.0	113.2	385.4	209.4	117.1	67.2	39.5
12-31-2036	46.8	430.3	489.2	23.0	112.5	376.7	194.9	104.0	57.1	32.1
12-31-2037	46.8	422.0	479.7	23.0	110.4	369.3	182.0	92.7	48.7	28.3
Subtotal		4,642.3	9,130.4		1,747.8	7,382.6	5,432.0	4,203.2	3,387.0	2,818.9
Remaining		8,439.2	9,556.2		2,206.1	7,350.1	2,115.8	717.1	275.2	115.9
Total		13,081.5	18,686.6		3,953.9	14,732.7	7,547.9	4,920.3	3,662.2	2,934.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2054.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2023	62.5	7.0	0.8	1.7	9.6	0.0	0.0	5.1	47.8
12-31-2024	25.2	2.8	0.3	0.7	3.9	0.0	0.0	4.6	16.8
12-31-2025	36.6	4.1	6.8	1.0	11.9	0.0	0.0	4.6	20.1
12-31-2026	21.5	2.4	1.3	0.6	4.3	0.0	0.0	4.5	12.8
12-31-2027	21.2	2.4	1.2	0.6	4.2	0.0	0.0	4.5	12.5
12-31-2028	20.3	2.3	1.2	0.5	4.0	0.0	0.0	4.5	11.8
12-31-2029	19.9	2.2	1.2	0.5	3.9	0.0	0.0	4.5	11.5
12-31-2030	22.0	2.5	1.3	0.6	4.4	0.0	0.0	4.5	13.1
12-31-2031	19.3	2.2	1.1	0.5	3.8	0.0	0.0	1.3	14.2
12-31-2032	22.2	2.5	1.3	0.6	4.4	0.0	0.0	1.3	16.5
12-31-2033	26.3	3.0	1.5	0.7	5.2	0.0	0.0	1.3	19.8
12-31-2034	29.3	3.3	1.7	0.8	5.8	0.0	0.0	1.3	22.2
12-31-2035	30.7	3.5	1.8	0.8	6.1	0.0	0.0	1.7	23.0
12-31-2036	33.8	3.8	2.0	0.9	6.7	0.0	0.0	1.7	25.4
12-31-2037	36.8	4.1	2.2	1.0	7.3	0.0	0.0	1.7	27.6
Subtotal	427.7	48.2	25.7	11.6	85.5	0.0	0.0	46.9	295.3
Remaining	1,819.2	204.8	106.5	49.2	360.5	0.0	0.0	49.0	1,409.7
Total	2,246.9	253.0	132.3	60.7	446.0	0.0	0.0	95.9	1,705.0

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	0.0	0.0	47.8	23.0	11.0	36.8	35.9	35.1	34.3	33.6
12-31-2024	0.0	0.0	16.8	23.0	3.9	12.9	12.0	11.2	10.5	9.8
12-31-2025	0.0	0.0	20.1	23.0	4.6	15.5	13.7	12.2	10.9	9.8
12-31-2026	5.2	34.4	-21.6	23.0	-5.0	-16.6	-14.0	-11.9	-10.2	-8.8
12-31-2027	27.5	13.4	-0.9	23.0	-0.2	-0.7	-0.6	-0.4	-0.4	-0.3
12-31-2028	36.5	13.2	-1.5	23.0	-0.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4
12-31-2029	43.7	13.7	-2.2	23.0	-0.5	-1.7	-1.2	-0.9	-0.7	-0.5
12-31-2030	46.8	6.5	6.6	23.0	1.5	5.1	3.5	2.5	1.8	1.3
12-31-2031	46.8	6.7	7.6	23.0	1.7	5.8	3.8	2.6	1.8	1.2
12-31-2032	46.8	7.7	8.8	23.0	2.0	6.8	4.3	2.7	1.8	1.2
12-31-2033	46.8	9.3	10.5	23.0	2.4	8.1	4.9	3.0	1.9	1.2
12-31-2034	46.8	10.4	11.8	23.0	2.7	9.1	5.2	3.0	1.8	1.1
12-31-2035	46.8	10.7	12.2	23.0	2.8	9.4	5.1	2.9	1.6	1.0
12-31-2036	46.8	11.9	13.5	23.0	3.1	10.4	5.4	2.9	1.6	0.9
12-31-2037	46.8	13.0	14.8	23.0	3.4	11.4	5.6	2.9	1.5	0.8
Subtotal		150.9	144.4		33.2	111.2	82.8	67.0	57.8	52.0
Remaining		656.0	753.7		173.3	580.3	144.5	43.1	15.0	5.8
Total		806.9	898.1		206.6	691.6	227.3	110.2	72.7	57.8

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2023	1,212.2	136.5	16.4	32.8	185.6	211.5	0.0	167.8	647.3
12-31-2024	1,242.7	139.9	16.8	33.6	190.3	159.6	0.0	142.9	749.9
12-31-2025	1,304.5	146.9	55.4	35.3	237.5	27.5	0.0	141.6	897.9
12-31-2026	1,375.9	154.9	80.6	37.2	272.7	0.0	0.0	133.0	970.2
12-31-2027	1,371.4	154.4	80.3	37.1	271.8	0.0	0.0	147.5	952.1
12-31-2028	1,396.0	157.2	81.7	37.7	276.7	0.0	0.0	148.2	971.2
12-31-2029	1,410.9	158.9	82.6	38.1	279.6	0.0	0.0	169.2	962.0
12-31-2030	1,431.9	161.2	83.8	38.7	283.8	0.0	0.0	149.2	998.9
12-31-2031	1,464.1	164.9	85.7	39.6	290.2	0.0	0.0	139.0	1,034.9
12-31-2032	1,470.3	165.6	86.1	39.7	291.4	0.0	0.0	139.7	1,039.2
12-31-2033	1,449.9	163.3	84.9	39.2	287.3	0.0	0.0	139.5	1,023.1
12-31-2034	1,430.2	161.0	83.7	38.7	283.4	0.0	0.0	160.1	986.8
12-31-2035	1,339.6	150.8	78.4	36.2	265.5	0.0	0.0	113.9	960.2
12-31-2036	1,320.3	148.7	77.3	35.7	261.7	0.0	0.0	113.8	944.9
12-31-2037	1,301.1	146.5	76.2	35.2	257.8	0.0	0.0	113.8	929.5
Subtotal	20,520.9	2,310.7	1,070.0	554.6	3,935.2	398.5	0.0	2,119.1	14,068.1
Remaining	28,144.4	3,169.1	1,647.9	760.6	5,577.5	0.0	0.0	3,066.8	19,405.0
Total	48,665.3	5,479.7	2,717.9	1,315.1	9,512.7	398.5	95.1	5,185.9	33,473.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2023	0.0	0.0	647.3	23.0	149.5	497.7	485.7	474.6	464.1	454.4
12-31-2024	0.0	0.0	749.9	23.0	155.8	594.0	552.1	514.9	481.7	451.9
12-31-2025	0.0	0.0	897.9	23.0	157.6	740.3	655.3	583.3	522.0	469.3
12-31-2026	5.2	50.9	919.3	23.0	154.9	764.4	644.4	547.6	468.7	403.8
12-31-2027	27.5	261.9	690.2	23.0	102.3	587.9	472.0	382.8	313.4	258.8
12-31-2028	36.5	354.6	616.6	23.0	86.0	530.5	405.7	314.1	246.0	194.6
12-31-2029	43.7	420.5	541.5	23.0	68.8	472.8	344.3	264.4	190.6	144.5
12-31-2030	46.8	467.5	531.4	23.0	106.0	425.4	295.0	208.1	149.1	108.4
12-31-2031	46.8	484.3	550.6	23.0	112.6	438.0	289.3	194.8	133.5	93.0
12-31-2032	46.8	486.4	552.9	23.0	113.0	439.8	276.7	177.8	116.6	77.8
12-31-2033	46.8	478.8	544.3	23.0	114.0	430.2	257.8	158.2	99.2	63.4
12-31-2034	46.8	461.8	525.0	23.0	114.9	410.1	234.0	137.0	82.2	50.4
12-31-2035	46.8	449.4	510.8	23.0	116.0	394.8	214.5	119.9	68.8	40.4
12-31-2036	46.8	442.2	502.7	23.0	115.6	387.0	200.3	106.9	58.7	33.0
12-31-2037	46.8	435.0	494.5	23.0	113.8	380.7	187.7	95.6	50.2	27.1
Subtotal		4,793.2	9,274.9		1,781.0	7,493.8	5,514.8	4,270.2	3,444.8	2,870.9
Remaining		9,095.2	10,309.8		2,379.4	7,930.4	2,260.3	760.3	290.2	121.8
Total		13,888.4	19,584.7		4,160.5	15,424.2	7,775.1	5,030.5	3,734.9	2,992.7

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2022 ⁽²⁾	182.2	6.28	0.94	0.73	4.61	3.0
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 representative of unaudited financial data.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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\$)				
12-31-2023	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	23.5	2.6	1.7	0.6	4.9	0.0	0.0	18.4	
12-31-2026	91.0	10.3	5.3	2.5	18.0	0.0	0.4	72.5	
12-31-2027	113.2	12.7	6.6	3.1	22.4	88.6	0.6	1.5	
12-31-2028	116.8	13.2	6.8	3.2	23.2	0.0	0.6	93.1	
12-31-2029	118.9	13.4	7.0	3.2	23.6	0.0	0.6	94.8	
12-31-2030	121.7	13.7	7.1	3.3	24.1	0.0	0.6	97.0	
12-31-2031	139.8	15.7	8.2	3.8	27.7	0.0	0.6	111.5	
12-31-2032	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2033	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2034	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	200.7	0.6	-85.4	
12-31-2035	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2036	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
12-31-2037	144.7	16.3	8.5	3.9	28.7	0.0	0.6	115.4	
Subtotal	1,593.0	179.4	93.6	43.0	316.0	289.4	7.3	960.3	
Remaining	4,256.3	479.3	249.2	115.0	843.5	903.3	9.0	2,421.6	
Total	5,849.3	658.6	342.8	158.1	1,159.5	1,192.7	16.4	3,401.9	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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\$)
12-31-2023	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	18.4	23.0	4.2	14.2	12.6	11.2	10.0	9.0
12-31-2026	0.0	0.0	72.5	23.0	16.7	55.9	47.1	40.0	34.3	29.5
12-31-2027	17.8	20.6	-19.0	23.0	15.0	-34.0	-27.3	-22.2	-18.1	-15.0
12-31-2028	31.7	42.8	50.3	23.0	9.5	40.7	31.2	24.1	18.9	14.9
12-31-2029	39.4	55.9	38.8	23.0	6.9	31.9	23.3	17.2	12.9	9.8
12-31-2030	45.5	64.1	32.9	23.0	5.5	27.3	19.0	13.4	9.6	7.0
12-31-2031	46.8	52.5	59.0	23.0	11.5	47.5	31.4	21.1	14.5	10.1
12-31-2032	46.8	54.0	61.4	23.0	12.1	49.3	31.0	19.9	13.1	8.7
12-31-2033	46.8	54.0	61.4	23.0	12.1	49.3	29.5	18.1	11.4	7.3
12-31-2034	46.8	-40.0	-45.4	23.0	31.4	-76.8	-43.8	-25.7	-15.4	-9.4
12-31-2035	46.8	54.0	61.4	23.0	7.5	53.9	29.3	16.4	9.4	5.5
12-31-2036	46.8	54.0	61.4	23.0	7.5	53.9	27.9	14.9	8.2	4.6
12-31-2037	46.8	54.0	61.4	23.0	8.5	52.9	26.1	13.3	7.0	3.8
Subtotal		466.0	514.4		148.3	366.0	237.1	161.8	115.5	85.7
Remaining		1,185.9	1,235.7		263.7	972.0	372.4	139.3	54.3	22.4
Total		1,651.9	1,750.0		412.0	1,338.1	609.5	301.1	169.8	108.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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\$)				
12-31-2023	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	14.6	1.6	0.9	0.4	3.0	0.0	0.0	11.5	
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	88.6	0.0	-88.6	
12-31-2030	2.6	0.3	0.1	0.1	0.5	0.0	0.0	2.0	
12-31-2031	24.4	2.8	1.4	0.7	4.8	0.0	0.0	19.5	
12-31-2032	49.6	5.6	2.9	1.3	9.8	0.0	0.0	39.5	
12-31-2033	73.9	8.3	4.3	2.0	14.6	0.0	0.0	58.9	
12-31-2034	97.1	10.9	5.7	2.6	19.2	0.0	0.0	77.4	
12-31-2035	120.4	13.6	7.0	3.3	23.9	0.0	0.0	96.0	
12-31-2036	142.7	16.1	8.4	3.9	28.3	112.1	0.0	1.7	
12-31-2037	164.9	18.6	9.7	4.5	32.7	0.0	0.0	131.5	
Subtotal	690.1	77.7	40.5	18.6	136.9	200.7	0.0	349.4	
Remaining	7,062.6	795.2	413.5	190.9	1,399.6	79.9	78.9	4,558.7	
Total	7,752.7	873.0	454.0	209.5	1,536.5	1,192.7	78.9	4,908.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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\$)
12-31-2023	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	11.5	23.0	2.6	8.9	7.9	7.0	6.3	5.6
12-31-2026	1.7	0.1	-0.1	23.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0
12-31-2027	26.6	1.3	-1.3	23.0	-0.3	-1.0	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4
12-31-2028	35.7	1.2	-1.2	23.0	-0.3	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.3
12-31-2029	42.4	-41.0	-47.6	23.0	8.4	-56.0	-40.8	-30.2	-22.6	-17.1
12-31-2030	46.6	-0.2	2.3	23.0	-1.5	3.8	2.6	1.9	1.3	1.0
12-31-2031	46.8	9.1	10.4	23.0	0.3	10.0	6.6	4.5	3.1	2.1
12-31-2032	46.8	18.5	21.0	23.0	2.8	18.2	11.5	7.4	4.8	3.2
12-31-2033	46.8	27.6	31.3	23.0	5.2	26.2	15.7	9.6	6.0	3.9
12-31-2034	46.8	36.2	41.2	23.0	7.4	33.8	19.3	11.3	6.8	4.1
12-31-2035	46.8	44.9	51.1	23.0	9.7	41.4	22.5	12.6	7.2	4.2
12-31-2036	46.8	0.8	0.9	23.0	22.7	-21.8	-11.3	-6.0	-3.3	-1.9
12-31-2037	46.8	61.5	70.0	23.0	11.5	58.5	28.8	14.7	7.7	4.2
Subtotal		160.0	189.4		68.5	120.9	61.2	31.4	16.3	8.5
Remaining		2,170.1	2,388.6		524.4	1,864.2	518.0	165.6	59.7	23.8
Total		2,330.1	2,578.0		592.9	1,985.1	579.2	197.0	76.0	32.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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\$)				
12-31-2023	0.0	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	0.0
12-31-2025	0.0	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	0.0
12-31-2027	0.0	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	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	10.8	1.2	0.6	0.3	2.1	88.6	0.0	0.0	-80.1
12-31-2032	31.4	3.5	1.8	0.8	6.2	0.0	0.0	0.1	25.0
12-31-2033	51.6	5.8	3.0	1.4	10.2	0.0	0.0	0.2	41.1
12-31-2034	71.8	8.1	4.2	1.9	14.2	0.0	0.0	0.3	57.3
12-31-2035	91.1	10.3	5.3	2.5	18.0	0.0	0.0	0.4	72.6
12-31-2036	110.3	12.4	6.5	3.0	21.9	0.0	0.0	0.5	87.9
12-31-2037	129.5	14.6	7.6	3.5	25.7	112.1	0.0	0.6	-8.8
Subtotal	496.4	55.9	29.1	13.4	98.4	200.7	0.0	2.2	195.1
Remaining	7,605.9	856.4	445.3	205.5	1,507.3	991.9	78.9	37.2	4,990.6
Total	8,102.3	912.3	474.4	219.0	1,605.7	1,192.7	78.9	39.4	5,185.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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\$)
12-31-2023	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	5.2	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	27.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	36.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	43.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	-37.5	-42.6	23.0	9.6	-62.2	-34.5	-23.2	-15.9	-11.1
12-31-2032	46.8	11.7	13.3	23.0	1.0	12.3	7.7	5.0	3.3	2.2
12-31-2033	46.8	19.3	21.9	23.0	3.0	18.9	11.3	6.9	4.4	2.8
12-31-2034	46.8	26.8	30.5	23.0	5.0	25.5	14.6	8.5	5.1	3.1
12-31-2035	46.8	34.0	38.6	23.0	6.8	31.8	17.3	9.7	5.5	3.3
12-31-2036	46.8	41.2	46.8	23.0	8.7	38.1	19.7	10.5	5.8	3.2
12-31-2037	46.8	-4.1	-4.7	23.0	21.4	-26.1	-12.8	-6.5	-3.4	-1.9
Subtotal		91.3	103.8		55.5	48.3	23.3	10.9	4.7	1.7
Remaining		2,365.8	2,624.8		572.1	2,052.7	516.7	154.5	53.6	21.0
Total		2,457.0	2,728.6		627.6	2,101.0	540.0	165.4	58.3	22.6

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 DECEMBER 31, 2022

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High
	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	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 ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High	Low	Best	High
	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	Estimate	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.

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ The increasing net-to-gross ratio between cases includes lower porosity rock which results in a lower porosity in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

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

APPENDIX

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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)				
12-31-2023	1,051.4	118.4	14.2	28.4	161.0	211.5	0.0	156.7	522.2
12-31-2024	1,115.3	125.6	15.1	30.1	170.8	159.6	0.0	132.5	652.4
12-31-2025	1,165.8	131.3	30.6	31.5	193.4	27.5	0.0	131.2	813.7
12-31-2026	1,287.6	145.0	75.4	34.8	255.2	0.0	0.0	122.9	909.5
12-31-2027	1,305.9	147.0	76.5	35.3	258.8	88.6	0.0	137.5	820.9
12-31-2028	1,331.7	149.9	78.0	36.0	263.9	0.0	0.0	138.2	929.6
12-31-2029	1,346.9	151.7	78.9	36.4	266.9	0.0	0.0	159.3	920.7
12-31-2030	1,366.4	154.1	80.1	37.0	271.2	0.0	0.0	139.3	958.0
12-31-2031	1,434.5	161.5	84.0	36.8	284.3	0.0	0.0	133.3	1,016.9
12-31-2032	1,463.8	164.8	85.7	39.6	290.1	0.0	0.0	134.0	1,039.7
12-31-2033	1,463.7	164.8	85.7	39.6	290.1	0.0	0.0	133.9	1,039.7
12-31-2034	1,464.2	164.9	85.7	39.6	290.2	200.7	0.0	154.6	818.7
12-31-2035	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.7	1,010.6
12-31-2036	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.7	1,010.6
12-31-2037	1,398.5	157.5	81.9	37.8	277.1	0.0	0.0	110.8	1,010.6
Subtotal	19,994.4	2,251.4	1,035.5	540.3	3,827.2	887.9	0.0	2,005.5	13,473.9
Remaining	27,189.4	3,061.5	1,592.0	734.8	5,388.3	903.3	174.0	2,961.3	17,762.6
Total	47,183.8	5,312.9	2,627.5	1,275.1	9,215.5	1,591.2	174.0	4,966.8	31,236.4

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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)
12-31-2023	0.0	0.0	522.2	23.0	120.8	401.4	391.7	382.7	374.3	366.4
12-31-2024	0.0	0.0	652.4	23.0	133.4	519.0	482.4	449.8	420.8	394.8
12-31-2025	0.0	0.0	813.7	23.0	138.3	675.4	597.9	532.2	476.3	428.2
12-31-2026	0.0	0.0	909.5	23.0	152.7	756.8	638.0	542.2	464.0	399.8
12-31-2027	17.8	146.4	674.5	23.0	118.1	556.4	446.8	362.4	296.7	245.0
12-31-2028	31.7	294.5	635.0	23.0	88.2	546.8	418.1	323.7	253.5	200.6
12-31-2029	39.4	362.7	558.1	23.0	70.5	487.5	355.0	262.4	196.5	149.0
12-31-2030	45.5	436.1	521.9	23.0	101.8	420.1	291.3	205.5	147.3	107.0
12-31-2031	46.8	475.9	541.0	23.0	108.3	432.7	285.8	192.5	131.9	91.9
12-31-2032	46.8	486.6	553.1	23.0	111.1	442.1	278.1	178.8	117.2	78.2
12-31-2033	46.8	486.6	553.1	23.0	114.0	439.1	263.1	161.4	101.2	64.7
12-31-2034	46.8	383.2	435.6	23.0	136.1	299.4	170.9	100.1	60.0	36.8
12-31-2035	46.8	473.0	537.7	23.0	115.6	422.1	229.4	128.2	73.6	43.2
12-31-2036	46.8	473.0	537.6	23.0	117.0	420.6	217.7	116.2	63.8	35.9
12-31-2037	46.8	472.9	537.6	23.0	118.1	419.6	206.8	105.3	55.3	29.8
Subtotal		4,490.8	8,983.0		1,743.9	7,239.1	5,273.0	4,043.4	3,232.4	2,671.4
Remaining		8,392.0	9,370.6		2,142.9	7,227.7	2,242.6	791.3	309.6	131.5
Total		12,882.8	18,353.6		3,886.8	14,466.9	7,515.5	4,834.8	3,542.0	2,802.9

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, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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)				
12-31-2023	1,149.6	129.4	15.5	31.1	176.0	211.5	0.0	162.6	599.4
12-31-2024	1,217.5	137.1	16.5	32.9	186.4	159.6	0.0	138.4	733.1
12-31-2025	1,282.6	144.4	49.5	34.7	228.6	27.5	0.0	137.1	889.4
12-31-2026	1,354.4	152.5	79.3	36.6	268.4	0.0	0.0	128.5	957.4
12-31-2027	1,350.2	152.0	79.1	36.5	267.6	0.0	0.0	143.0	939.6
12-31-2028	1,375.7	154.9	80.6	37.2	272.6	0.0	0.0	143.7	959.4
12-31-2029	1,391.0	156.6	81.4	37.6	275.7	88.6	0.0	164.8	861.9
12-31-2030	1,412.5	159.0	82.7	38.2	279.9	0.0	0.0	144.7	987.8
12-31-2031	1,409.2	165.4	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	137.9	1,040.2
12-31-2032	1,497.6	168.6	87.7	40.5	296.8	0.0	0.0	138.6	1,062.2
12-31-2033	1,497.5	168.6	87.7	40.5	296.8	0.0	0.0	138.5	1,062.2
12-31-2034	1,498.0	168.7	87.7	40.5	296.9	0.0	0.0	159.2	1,042.0
12-31-2035	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	0.0	0.0	112.7	1,033.3
12-31-2036	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	112.1	0.0	112.8	921.1
12-31-2037	1,429.2	160.9	83.7	38.6	283.2	0.0	0.0	112.8	1,033.2
Subtotal	20,783.3	2,340.2	1,084.7	561.6	3,986.6	599.3	0.0	2,075.3	14,122.2
Remaining	33,387.8	3,759.5	1,954.9	902.3	6,616.7	991.9	174.0	3,051.2	22,554.0
Total	54,171.1	6,099.7	3,039.6	1,463.9	10,603.2	1,591.2	174.0	5,126.5	36,676.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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)
12-31-2023	0.0	0.0	599.4	23.0	138.5	460.9	449.8	439.5	429.8	420.8
12-31-2024	0.0	0.0	733.1	23.0	152.0	581.1	540.1	503.7	471.2	442.1
12-31-2025	0.0	0.0	889.4	23.0	155.7	733.7	649.5	578.1	517.3	465.1
12-31-2026	1.7	16.6	940.8	23.0	159.9	781.0	658.4	559.4	478.8	412.6
12-31-2027	26.6	249.7	689.8	23.0	102.3	587.6	471.8	382.7	313.3	258.7
12-31-2028	35.7	342.6	616.8	23.0	86.1	530.7	405.8	314.2	246.0	194.7
12-31-2029	42.4	365.8	496.1	23.0	77.7	418.4	304.7	225.2	168.7	127.9
12-31-2030	46.6	460.7	527.1	23.0	103.0	424.1	294.1	207.5	148.7	108.0
12-31-2031	46.8	486.8	553.4	23.0	111.2	442.2	292.1	196.7	134.8	93.9
12-31-2032	46.8	497.1	565.1	23.0	113.8	451.3	283.9	182.5	119.6	79.8
12-31-2033	46.8	497.1	565.1	23.0	116.8	448.3	268.6	164.8	103.3	66.1
12-31-2034	46.8	487.6	554.3	23.0	119.6	434.8	248.1	145.3	87.1	53.4
12-31-2035	46.8	483.6	549.7	23.0	122.9	426.8	231.9	129.6	74.4	43.7
12-31-2036	46.8	431.1	490.0	23.0	135.2	354.9	183.7	98.0	53.8	30.3
12-31-2037	46.8	483.5	549.7	23.0	121.8	427.8	210.9	107.4	56.4	30.4
Subtotal		4,802.3	9,319.8		1,816.3	7,503.5	5,493.2	4,234.6	3,403.3	2,827.5
Remaining		10,609.2	11,944.8		2,730.5	9,214.3	2,633.8	882.7	334.9	139.7
Total		15,411.6	21,264.6		4,546.8	16,717.7	8,127.0	5,117.3	3,738.2	2,967.2

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, 2037, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

⁽³⁾ 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 I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (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)				
12-31-2023	1,212.2	136.5	16.4	32.8	185.6	211.5	0.0	167.8	647.3
12-31-2024	1,242.7	139.9	16.8	33.6	190.3	159.6	0.0	142.9	749.9
12-31-2025	1,304.5	146.9	55.4	35.3	237.5	27.5	0.0	141.6	897.9
12-31-2026	1,375.9	154.9	80.6	37.2	272.7	0.0	0.0	133.0	970.2
12-31-2027	1,371.4	154.4	80.3	37.1	271.8	0.0	0.0	147.5	952.1
12-31-2028	1,396.0	157.2	81.7	37.7	276.7	0.0	0.0	148.2	971.2
12-31-2029	1,410.9	158.9	82.6	38.1	279.6	0.0	0.0	169.2	962.0
12-31-2030	1,431.9	161.2	83.8	38.7	283.8	0.0	0.0	149.2	998.9
12-31-2031	1,474.9	168.1	86.4	39.9	292.3	88.6	0.0	139.1	954.8
12-31-2032	1,501.6	169.1	87.9	40.6	297.6	0.0	0.0	138.8	1,064.2
12-31-2033	1,501.5	169.1	87.9	40.6	297.6	0.0	0.0	139.7	1,064.2
12-31-2034	1,502.1	169.1	87.9	40.6	297.7	0.0	0.0	160.4	1,044.0
12-31-2035	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	0.0	0.0	114.3	1,032.8
12-31-2036	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	0.0	0.0	114.3	1,032.8
12-31-2037	1,430.6	161.1	83.8	38.7	283.5	112.1	0.0	114.3	920.7
Subtotal	21,017.3	2,366.5	1,099.0	568.0	4,033.6	599.3	0.0	2,121.3	14,263.1
Remaining	35,750.4	4,025.5	2,093.3	966.1	7,084.9	991.9	174.0	3,104.0	24,385.6
Total	56,767.7	6,392.0	3,192.3	1,534.1	11,118.4	1,591.2	174.0	5,225.3	38,658.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (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)
12-31-2023	0.0	0.0	647.3	23.0	149.5	497.7	485.7	474.6	464.1	454.4
12-31-2024	0.0	0.0	749.9	23.0	155.8	594.0	552.1	514.9	481.7	451.9
12-31-2025	0.0	0.0	897.9	23.0	157.6	740.3	655.3	583.3	522.0	469.3
12-31-2026	5.2	50.9	919.3	23.0	154.9	764.4	644.4	547.6	468.7	403.8
12-31-2027	27.5	261.9	690.2	23.0	102.3	587.9	472.0	382.8	313.4	258.8
12-31-2028	36.5	354.6	616.6	23.0	86.0	530.5	405.7	314.1	246.0	194.6
12-31-2029	43.7	420.5	541.5	23.0	68.8	472.8	344.3	254.4	190.6	144.5
12-31-2030	46.8	467.5	531.4	23.0	106.0	425.4	295.0	208.1	149.1	108.4
12-31-2031	46.8	446.9	508.0	23.0	122.1	385.9	254.9	171.6	117.6	81.9
12-31-2032	46.8	498.1	566.2	23.0	114.1	452.1	284.4	182.8	119.8	80.0
12-31-2033	46.8	498.0	566.2	23.0	117.0	449.1	269.1	165.1	103.5	66.2
12-31-2034	46.8	488.6	555.4	23.0	119.8	435.6	248.5	145.6	87.3	53.5
12-31-2035	46.8	483.4	549.5	23.0	122.9	426.6	231.8	129.6	74.3	43.7
12-31-2036	46.8	483.3	549.4	23.0	124.3	425.1	220.0	117.4	64.4	36.3
12-31-2037	46.8	430.9	489.8	23.0	135.2	354.6	174.8	89.0	46.7	25.2
Subtotal		4,884.5	9,378.6		1,836.5	7,542.1	5,538.1	4,281.1	3,449.5	2,872.6
Remaining		11,460.9	12,834.7		2,951.5	9,883.2	2,777.0	914.8	343.8	142.7
Total		16,345.4	22,313.3		4,788.0	17,525.3	8,315.1	5,195.9	3,793.3	3,015.3

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, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation 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.

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

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