

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

("השותפות")

4 בפברואר, 2025

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 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 027777-01-2024) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם"), "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "הפרויקט" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה, ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ונתוני התזרים המהוון מחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2023 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, ליום 31.12.2024, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים", "התזרים המהוון", ו-"התזרים המהוון הנוכחי" או "התזרים", בהתאמה).¹

1. נתוני עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

נכון למועד דוח זה, יכולת הפקת הגז היומית ממאגר לויתן הינה כ- 1.2 BCF (כ- 12 BCM ברמה השנתית).

ביום 29.6.2023 קיבלו השותפים בפרויקט לויתן החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט שעיקרו הנחת צינור תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה של פרויקט לויתן, אשר יאפשר את הגדלת יכולת הפקת הגז היומית מפרויקט לויתן, במסגרת שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1א'"), לכ- 1.4 BCF (כ- 14 BCM ברמה השנתית) ("פרויקט הצינור השלישי"), בתקציב של כ- 568 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 258 מיליון דולר). נכון למועד דוח זה, הערכת המפעילה במאגר לויתן, Chevron Mediterranean Limited ("המפעילה" או "שברון"), היא כי פרויקט הצינור השלישי יושלם עד לתום שנת 2025.²

יובהר כי, בהתאם להערכת המפעילה כמפורט לעיל, התזרים המהוון הנכלל בדוח זה מניח גידול ביכולת ההפקה היומית לכ- 1.4 BCF החל מראשית שנת 2026 (חלף החל מהמחצית השנייה של שנת 2025, כפי שהוערך במסגרת התזרים המהוון הקודם). עוד יובהר כי, על אף שבתזרים המהוון מעתודות נלקחו בחשבון השקעות הוניות בשלב 1ב' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1ב'") הקשורות בביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך (long lead items), כמפורט להלן, התזרים המהוון אינו מביא בחשבון את הגידול הנוסף ביכולת ההפקה היומית לכ- 2.1 BCF, הצפוי במסגרת שלב 1ב'. יצוין כי, נכון למועד דוח זה, מקדמים השותפים בפרויקט לויתן משאים ומתנים בשלבים שונים עם לקוחות פוטנציאליים, הן במשק המקומי והן לייצוא, לחתימת הסכמים למכירת גז טבעי במסגרת שלב 1ב', בהיקף כולל של למעלה מ- 100 BCM נוספים, בהתאם למכתב הממונה על ענייני הנפט

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו מילון מונחים מקצועיים בעמ' א-247 לפרק א' (תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות) בדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2023, כפי שפורסם ביום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 027798-01-2024) ("הדוח התקופתי"), הנכלל בדוח זה על דרך הפניה. לפרטים בדבר פרויקט לויתן ראו בסעיף 7.2 לפרק א' בדוח התקופתי.

² לפרטים בדבר תוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ראו סעיף 7.2.5 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי, ודוח מידי של השותפות מיום 6.10.2024 (מס' אסמכתא: 608146-01-2024). יצוין כי, המשאבים הנוספים שניתן יהיה להפיק עם השלמת פרויקט הצינור השלישי כלולים בעתודות המיוחסות לשלב 1א' במסגרת דוח זה.

במשרד האנרגיה והתשתיות ("הממונה")³. יצוין כי, החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע שלב 1ב' עשויה להתקבל במהלך החודשים הקרובים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המפורט לעיל בדבר השלמת פרויקט הצינור השלישי וכן בדבר קבלת החלטת השקעה בקשר עם שלב 1ב', מבוסס על הערכות של המפעילה, ומהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). יודגש כי, אין כל ודאות אם וכיצד תתממש הערכה זו, וכי בפועל פרויקט הצינור השלישי וקבלת החלטת השקעה בקשר עם שלב 1ב' עשויים להתממש באופן שונה או במועד מאוחר יותר, אם בכלל, וזאת עקב גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות או המפעילה.

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מחברת Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), 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 ממתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות ליום 31.12.2024, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.

- דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (development pending), אשר חולקו לשתי קבוצות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א', המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים ובהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, אך אינם מותנים בפיתוח משמעותי במערכת ההפקה. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2024, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים נוספים המותנים, בין היתר, באישור לביצוע קידוחים נוספים, הצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי וכן באישור לפיתוחים עתידיים במערכת ההפקה מעבר לשלב 1א', ובמחויבות לפיתוח המשאבים.

להלן סיכום נתוני התזרים המהוון הנוכחי ביחס לנתוני התזרים המהוון הקודם (חלק השותפות). יצוין כי, במהלך שנת 2024 מכרו שותפי לווייתן כ- 11.2 BCM גז טבעי וכ- 905 אלפי חביות קונדנסט בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.5 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ- 1.14 מיליארד דולר).⁴

31.12.2023 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		31.12.2024 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		
שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	
5.09	6.20	4.95	6.02	
				עתודות מסוג 2P
5.34	6.63	5.33	6.64	2P+2C

לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

³ ביום 25.6.2024 התקבלה תגובת הממונה לפניית עקרונית שהעבירו אליו שותפי לווייתן לאישור הגדלה של היקף יצוא הגז הטבעי שיופק במסגרת שלב 1ב', לפיה עמדת גורמי המקצוע במשרד האנרגיה מאפשרת, נכון לעת הזו, יצוא גז טבעי נוסף ממאגר לווייתן בכמות כוללת של עד 118 BCM, אשר עשויה לגדול לעד 145 BCM, בהתקיים תנאים מסוימים. לפרטים נוספים ראו הדוח המידי של השותפות מיום 26.6.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-064795).

⁴ יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

עבודות במאגר לויתן (א)

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2024, העתודות בפרויקט לויתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production). עתודות אלה מפורטות להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁶		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ⁵
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
10.2	4,649.8	28.9	13,116.6	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1.3	607.4	3.8	1,717.4	עתודות צפויות (Probable Reserves)
11.6	5,257.2	32.6	14,834.0	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.9	415.5	2.6	1,174.8	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
12.5	5,672.7	35.2	16,008.8	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 והסתייגויות, 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 ושתיחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר היקף עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך.

⁵ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

⁶ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net), אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהתאם להנחה בדבר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בסעיף 1(א)(3) להלן.

ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מהקידוחים במאגר ומהמפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI, אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות לעיל 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 לווייתן 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 והקונדנסט שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לווייתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לווייתן בשלב 1' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי, החל מראשית שנת 2026.⁷ 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 הסכם עם חברת Blue Ocean Energy (BOE) לייצוא גז טבעי מפרויקט לווייתן מיום 26.9.2019, כפי שתוקן מעת לעת ("הסכם הייצוא למצרים"),⁸ 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 7.11.3 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")⁹ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מחזקות תמר, כריש, קטלן ותנין; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על צפי להשלמת פרויקטים להגדלת יכולת ההפקה וההולכה של הגז הטבעי, כמפורט בסעיף 6 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון הראשון של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 26.5.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-051442) ("דוח רבעון ראשון"), בסעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השני של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 8.8.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-085045) ("דוח רבעון שני"), ובסעיף 7 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השלישי של שנת 2024, כפי שפורסם ביום 20.11.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-617359) ("דוח רבעון שלישי"), וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

⁷ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים.

⁸ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.11.3 (ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

⁹ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2025 - כ-14.7; 2026 - כ-16.3; 2027 - כ-17.1; 2028-2029 - כ-17.9. תחזית הביקושים כאמור מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, 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 כמשמעו וק ניירות ערך, 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.

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

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה למחיר הברנט, לתעו"ז (תעריף עומס וזמן המפורסם על-ידי רשות החשמל), הצמדה חלקית או מלאה לתעריף יצור החשמל והצמדה לשער החליפין ש"ח/דולר. שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ- 3.65 ש"ח לדולר, לאורך כל תקופת התזרים, והוא מבוסס על שער החליפין ליום 31.12.2024.

תעריף יצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע יצור 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 יצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO, הכוללת עלויות נוספות בגין מס פחמן, בהתאם להחלטת ממשלה מס' 1261 מיום 14.01.2024.¹⁰

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות וקצרות טווח של צדדים שלישיים, ובכלל זאת, משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ- 76 דולר בשנים 2025 ו-2026, יעלה לכ- 80 דולר בשנת 2027, ויעלה בהדרגה לכ- 92 דולר משנת 2034 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)¹¹ או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט.¹²

(ג) עלויות התפעול (operating expenses או OPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות ביטוח, עלויות תחזוקת בארות הפקה, תשלום עלויות הולכה לצדדים שלישיים וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות משוערות של המפעילה, אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לפרויקט ומהוות יחדיו את עלויות התפעול של הפרויקט. עלויות 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 לווייתן, לרבות עלויות פרויקט הצינור השלישי, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,¹³ אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. סך 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

<https://www.gov.il/he/pages/dec1261-2024>

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 לפרטים בדבר הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות צינור חברת תשתיות אנרגיה בע"מ והמערכות הנלוות לו, ראו סעיפים 7.11.4(ג), 7.11.4(ד), ו- 7.11.4(ה) לפרק א' בדוח התקופתי.
¹² על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נת"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים נוספים ראו סעיפים 7.12.2(ז) ו- 7.12.2(ה) לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6(ב) לעדכון פרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיפים 7(ב) ו- 7(ג) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

תשתיות, לציד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א', 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 הוצאה מכלל שימוש (decommissioning) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים באשר לעלות אטימות הבארות והוצאתן מכלל שימוש, ולעלות הוצאה מכלל שימוש של 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, יתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לוותן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריך ב- 20 שנים נוספות. עלויות ההוצאה מכלל שימוש אינן לוקחות בחשבון את ערך השייר (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לוותן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.¹⁴

(ו) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לוותן יעמוד על 11.06%, בהתאם לשיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2025, ובהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים יעמוד על 3.98% לפני מועד החזר ההשקעה (כהגדרתו להלן) ו- 8.41% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים כאמור אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.23.7(ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

התזרים חושב בהנחה שלצורך תשלום התמלוגים לצדדים קשורים, מועד החזר ההשקעה יחול לאחר מכירה של כמות כוללת החל מראשית ההפקה במאגר (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,300 BCF ושל כ- 5.2 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, 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 המפורטים בסעיף 7.2.7 לפרק א' בדוח התקופתי. לפרטים בדבר חישוב מועד החזר ההשקעה, ראו סעיפים 7.25.8 ו- 7.26.5 לפרק א' בדוח התקופתי, וסעיף 13 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני.

(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 לוותן לצרכי החוק ("המיזם"). 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 המיזם 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 במיזם לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: התשלומים המיוחסים למיזם (עלויות ההפקה, עיקר ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל, ולצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

¹⁴ לפרטים בדבר טיטות מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערת הציבור, ראו סעיף 7.23.9 לפרק א' בדוח התקופתי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל החל מיום 1.1.2025 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2025 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

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

השינויים בתזרים המהווך הנוכחי לעומת התזרים המהווך הקודם:

השינויים בתזרים המהווך הנוכחי ביחס לתזרים המהווך הקודם נובעים בעיקרם מעדכון של הנחות, אשר עיקרן מפורט להלן:

(א) בתזרים המהווך מעתודות נלקחו בחשבון השקעות הוניות בשלב 1' בסך של כ- 280 מיליון דולר (100%) לביצוע תכנון הנדסי מפורט (FEED) ורכש מקדים של פריטים אשר זמן אספקתם ארוך, אשר בוצעו או אשר עתידות להתבצע עד למועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בשלב 1', וזאת מתוך תקציב כולל של כ- 505 מיליון דולר (100%), שאישרו השותפים בפרויקט לווייתן.¹⁵

(ב) עודכנו היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות לעתודות ולמשאבים המותנים (שלב 1א'), לרבות בקשר עם פרויקט הצינור השלישי ופרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי לייצוא, בין היתר עקב עדכון מודל המאגר.¹⁶ בהתאם, הוקטנו כמויות הגז הטבעי אשר צפויות להימכר בשנת 2025, בין היתר, בשל דחייה במועד הסיום הצפוי של הקמת מקטע ימי חדש בין אשדוד לאשקלון ("המקטע המשולב") לצורך הגדלת קיבולת ההולכה בצינור EMG, אשר להערכת המפעילה נכון למועד דוח זה, השלמתה צפויה עד לתום שנת 2025,¹⁷ וכן עקב הדחיה בהשלמת פרויקט הצינור השלישי, כמפורט בסעיף 1 לעיל.

(ג) עודכנו תחזיות המתקבלות מצדדים שלישיים, ובכלל זאת תחזית הביקוש בשוק המקומי, תחזית מחיר הברנט ותחזית מחיר תעריף הייצור, כמפורט בסעיף 1(א)(3)(ב) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, אשר העיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהווך, ליום 31.12.2024, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹⁸

¹⁵ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.2.5 (ו) לפרק א' בדוח התקופתי, דוח מידיי של השותפות מיום 1.8.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-081835).

¹⁶ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2 (ב)(2) לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6(א) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, וסעיף 7(א) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי. יצוין כי, תקציבו המוערך של הפרויקט להקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב וקו צנרת לחיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה, הינו כ- 500 מיליון דולר (100%) מהפרויקט, חלק השותפות כ- 113 מיליון דולר, וכי להערכת המפעילה, השלמתו צפויה במהלך המחצית השנייה של שנת 2028. עוד יצוין כי, טרם התקבלה החלטת השקעה סופית בפרויקט כאמור, וכי טרם נחתם הסכם הולכה.

¹⁷ לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.2 (ב)(1) לפרק א' לדוח התקופתי, סעיף 6(ב) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיפים 7(ב) ו-7(ג) לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

¹⁸ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות זג (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%	מהוון ב- 20%
31.12.2025	853	11.0	1,062,883	159,875	-	141,955	282,347	-	478,707	-	116,337	362,370	353,637	349,501	345,506	337,912	330,797
31.12.2026	1,015	13.1	1,278,420	234,713	-	135,579	83,736	-	824,392	-	146,354	678,038	630,188	608,333	587,712	549,803	515,801
31.12.2027	1,016	13.1	1,337,367	260,326	-	151,307	22,908	-	902,826	-	102,220	673,929	596,542	562,462	531,046	475,192	427,229
31.12.2028	1,027	13.2	1,389,559	270,486	-	114,015	-	-	1,005,058	-	303,612	96,661	604,785	509,845	469,539	370,816	319,497
31.12.2029	1,016	13.1	1,391,770	270,916	-	134,308	1,560	-	984,985	-	381,930	110,563	395,410	355,681	320,724	262,578	216,812
31.12.2030	1,025	13.2	1,419,813	276,375	-	113,834	-	-	1,029,604	-	467,398	114,908	342,023	300,504	264,812	207,376	164,097
31.12.2031	1,016	13.1	1,431,699	278,689	-	111,819	-	-	1,041,191	-	487,278	113,401	320,795	275,298	237,086	177,592	134,673
31.12.2032	1,027	13.2	1,470,828	286,305	-	111,292	-	-	1,073,231	-	502,272	117,162	314,733	263,814	222,033	159,085	115,612
31.12.2033	1,016	13.1	1,469,808	286,107	-	110,353	-	-	1,073,348	-	502,327	118,377	298,984	244,785	201,335	137,983	96,098
31.12.2034	1,025	13.2	1,496,055	291,216	-	129,520	-	-	1,075,318	-	503,249	119,703	284,572	227,567	182,919	119,912	80,033
31.12.2035	1,001	12.9	1,453,424	282,918	-	111,577	-	-	1,058,930	-	495,579	122,821	263,929	206,152	161,939	101,543	64,949
31.12.2036	968	12.5	1,407,191	273,918	-	108,404	-	-	1,024,869	-	479,639	122,583	241,158	183,985	141,242	84,714	51,927
31.12.2037	936	12.0	1,362,393	265,198	-	104,415	-	-	992,779	-	464,621	118,914	209,245	165,721	124,330	71,328	41,900
31.12.2038	905	11.6	1,318,690	256,691	-	102,374	-	-	959,625	-	449,104	117,365	203,474	148,098	108,583	59,586	33,544
31.12.2039	874	11.3	1,270,146	247,242	-	126,800	-	-	896,104	-	419,377	109,621	180,945	128,638	92,172	48,381	26,101
31.12.2040	845	10.9	1,212,048	235,932	-	103,337	-	-	872,779	-	408,461	106,793	167,831	116,540	81,606	40,972	21,183
31.12.2041	817	10.5	1,186,932	231,043	-	83,978	-	-	871,911	-	408,054	106,687	159,680	108,302	74,113	35,593	17,635
31.12.2042	790	10.2	1,148,312	223,526	-	81,389	-	-	843,397	-	394,710	103,198	147,103	97,451	65,172	29,938	14,216
31.12.2043	763	9.8	1,109,932	216,055	-	81,258	-	-	812,619	-	380,305	99,432	134,985	87,344	57,085	25,083	11,414
31.12.2044	738	9.5	1,072,629	208,794	-	101,738	-	-	762,097	-	356,661	93,250	120,565	76,199	48,669	20,455	8,920
31.12.2045	713	9.2	1,036,515	201,764	-	81,009	-	-	753,742	-	352,751	92,228	113,565	70,105	43,760	17,592	7,352
31.12.2046	689	8.9	1,001,478	194,944	-	80,890	-	-	725,644	-	339,602	88,790	104,125	62,783	38,299	14,727	5,898
31.12.2047	667	8.6	968,963	188,615	-	80,781	-	-	699,568	-	327,398	85,599	95,603	56,304	33,566	12,346	4,739
31.12.2048	644	8.3	938,611	182,706	-	80,675	-	-	675,230	-	316,008	82,621	87,883	50,554	29,453	10,362	3,811
31.12.2049	622	8.0	906,985	176,550	-	101,175	-	-	629,260	-	294,493	76,996	78,000	43,825	24,952	8,397	2,960
31.12.2050	601	7.7	876,489	170,614	-	80,466	-	-	625,409	-	292,691	76,525	73,831	40,518	22,545	7,257	2,452
31.12.2051	581	7.5	847,122	164,897	-	80,368	-	-	601,856	-	281,669	73,643	67,667	36,272	19,724	6,073	1,966
31.12.2052	562	7.2	818,884	159,401	-	80,281	-	-	579,203	-	271,067	70,871	62,019	32,471	17,256	5,082	1,577
31.12.2053	543	7.0	791,776	154,124	-	80,219	-	-	557,433	-	260,879	68,208	56,846	29,071	15,097	4,253	1,265
31.12.2054	526	6.8	765,798	149,067	-	100,769	-	-	515,962	-	241,470	63,133	50,111	25,031	12,704	3,423	975
31.12.2055	508	6.5	739,820	144,010	-	80,105	-	-	515,705	-	241,350	63,102	47,701	23,273	11,543	2,975	812
31.12.2056	491	6.3	714,971	139,173	-	80,052	-	-	495,745	-	232,009	60,659	43,671	20,811	10,088	2,487	651
31.12.2057	474	6.1	691,251	134,556	-	80,004	-	-	476,691	-	223,091	58,328	39,993	18,615	8,818	2,080	521
31.12.2058	459	5.9	668,661	130,159	-	79,961	-	-	458,542	-	214,598	56,107	36,639	16,657	7,711	1,739	418
31.12.2059	443	5.7	646,071	125,762	-	100,525	-	-	419,785	-	196,459	48,673	32,445	14,407	6,518	1,406	324
31.12.2060	429	5.5	624,611	121,584	-	79,879	-	-	423,147	-	198,033	49,084	31,143	13,508	5,972	1,233	272
31.12.2061	414	5.3	603,151	117,407	-	79,842	-	-	405,902	-	189,962	46,974	28,470	12,061	5,212	1,029	218
31.12.2062	400	5.1	582,820	113,449	-	79,808	-	36,428	353,134	-	165,267	48,896	22,301	9,228	3,897	736	149
31.12.2063	387	5.0	563,618	109,712	-	79,780	-	36,428	337,699	-	158,043	47,007	20,273	8,194	3,381	611	119

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	הפעלה עלויות	פיתוח עלויות	נטישה ושיקום עלויות	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2064	32	0.4	46,309	9,014	-	14,612	-	36,428	(13,745)	-	2,525	12,975,267	6,978,711	5,558,666	4,601,441	3,419,584	2,728,906
סה"כ	28,857	371.4	41,123,802	7,943,834	-	3,860,452	390,550	109,285	28,819,682	12,303,637	3,540,778						

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתומות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
31,604	32,284	33,010	33,391	33,787	34,621	10,341	-	44,962	-	-	2,394	-	8,384	55,741	0.6	45	31.12.2025
51,155	54,527	58,287	60,332	62,499	67,245	20,086	-	87,331	-	-	915	-	26,135	114,381	1.2	90	31.12.2026
18,978	21,108	23,589	24,985	26,499	29,936	8,942	58,532	97,410	-	-	317	-	23,621	121,348	1.2	90	31.12.2027
15,189	17,629	20,597	22,323	24,239	28,753	8,588	61,550	98,891	-	-	1,358	-	24,231	124,481	1.2	91	31.12.2028
8,531	10,332	12,620	13,995	15,558	19,378	5,788	73,867	99,033	-	-	1,291	-	24,249	124,573	1.2	90	31.12.2029
11,251	14,218	18,156	20,604	23,450	30,668	9,161	61,071	100,900	-	-	1,318	-	24,707	126,925	1.2	91	31.12.2030
12,720	16,773	22,393	26,002	30,299	41,606	12,428	47,534	101,567	-	-	1,243	-	24,850	127,660	1.2	90	31.12.2031
6,627	9,119	12,728	15,123	18,041	26,013	7,770	29,719	63,502	-	-	(523)	-	15,222	78,202	0.7	54	31.12.2032
4,455	6,397	9,334	11,348	13,861	20,984	6,268	23,974	51,226	-	-	(1,066)	-	12,124	62,283	0.5	42	31.12.2033
1,176	1,762	2,687	3,343	4,180	6,645	1,985	7,592	16,223	-	-	(2,397)	-	3,342	17,167	0.1	10	31.12.2034
1,087	1,699	2,710	3,450	4,417	7,372	2,202	8,423	17,997	-	-	(3,140)	-	3,591	18,448	0.1	11	31.12.2035
1,503	2,452	4,088	5,326	6,980	12,234	3,654	13,977	29,865	-	-	(2,613)	-	6,587	33,838	0.3	21	31.12.2036
1,745	2,970	5,176	6,900	9,259	17,039	5,090	19,466	41,595	-	-	(1,998)	-	9,571	49,167	0.4	32	31.12.2037
1,810	3,214	5,858	7,989	10,977	21,210	6,335	24,231	51,776	-	-	(1,532)	-	12,144	62,388	0.5	41	31.12.2038
1,845	3,419	6,515	9,092	12,789	25,946	7,750	29,643	63,339	-	-	(1,465)	-	14,955	76,829	0.7	51	31.12.2039
1,710	3,308	6,589	9,410	13,551	28,867	8,623	32,979	70,469	-	-	(51)	-	17,020	87,438	0.8	60	31.12.2040
1,593	3,215	6,695	9,783	14,424	32,264	9,637	36,861	78,762	-	-	1,158	-	19,317	99,238	0.9	68	31.12.2041
1,495	3,149	6,856	10,251	15,475	36,344	10,856	41,522	88,721	-	-	459	-	21,555	110,736	1.0	76	31.12.2042
1,360	2,988	6,800	10,405	16,080	39,653	11,845	45,303	96,801	-	-	503	-	23,519	120,822	1.1	83	31.12.2043
1,228	2,815	6,698	10,486	16,592	42,963	12,833	49,084	104,880	-	-	547	-	25,482	130,909	1.2	90	31.12.2044
1,102	2,637	6,558	10,507	17,020	46,274	13,822	52,867	112,963	-	-	592	-	27,447	141,002	1.2	97	31.12.2045
977	2,438	6,341	10,395	17,239	49,214	14,700	56,225	120,140	-	-	632	-	29,191	149,963	1.3	103	31.12.2046
856	2,231	6,066	10,175	17,277	51,789	15,469	59,167	126,425	-	-	668	-	30,719	157,812	1.4	108	31.12.2047
750	2,038	5,793	9,943	17,285	54,403	16,250	62,153	132,807	-	-	704	-	32,270	165,781	1.5	114	31.12.2048
650	1,844	5,479	9,623	17,128	56,602	16,907	64,666	138,176	-	-	736	-	33,576	172,488	1.5	118	31.12.2049
563	1,666	5,175	9,300	16,946	58,803	17,564	67,180	143,547	-	-	768	-	34,882	179,197	1.6	123	31.12.2050
486	1,503	4,880	8,975	16,743	61,004	18,222	69,695	148,921	-	-	801	-	36,188	185,910	1.6	128	31.12.2051
418	1,346	4,570	8,600	16,425	62,837	18,769	71,789	153,395	-	-	823	-	37,275	191,493	1.7	131	31.12.2052
356	1,198	4,252	8,187	16,009	64,308	19,209	73,469	156,986	-	-	819	-	38,142	195,947	1.7	134	31.12.2053
304	1,065	3,954	7,790	15,596	65,779	19,648	75,151	160,579	-	-	815	-	39,010	200,403	1.8	138	31.12.2054
259	947	3,675	7,409	15,186	67,252	20,088	76,833	164,173	-	-	810	-	39,877	204,860	1.8	141	31.12.2055
220	842	3,414	7,043	14,779	68,725	20,528	78,516	167,769	-	-	806	-	40,745	209,321	1.8	144	31.12.2056
186	744	3,153	6,657	14,301	69,827	20,857	79,775	170,460	-	-	797	-	41,394	212,651	1.9	146	31.12.2057
157	653	2,897	6,257	13,763	70,559	21,076	80,611	172,246	-	-	784	-	41,822	214,852	1.9	147	31.12.2058
133	577	2,675	5,912	13,313	71,663	21,406	81,872	174,940	-	-	774	-	42,471	218,186	1.9	150	31.12.2059
112	507	2,456	5,555	12,808	72,396	21,625	82,710	176,730	-	-	760	-	42,900	220,390	1.9	151	31.12.2060
95	448	2,267	5,247	12,385	73,500	21,955	83,972	179,427	-	-	751	-	43,550	223,728	2.0	154	31.12.2061
80	393	2,081	4,929	11,911	74,227	22,172	84,802	181,200	-	-	756	-	43,980	225,935	2.0	155	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (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										
67	343	1,901	4,607	11,398	74,581	22,277	85,206	182,064	-	-	759	-	44,189	227,013	2.0	156	31.12.2063
8	44	254	629	1,594	10,950	3,271	419	14,641	-	-	61	-	3,553	18,255	0.2	13	31.12.2064
184,839	236,844	349,225	462,275	662,064	1,794,434	536,000	2,052,404	4,382,837	-	-	11,134	-	1,063,790	5,457,761	48.6	3,778	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זו (BCM) 100% מכנס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מכנס (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										
362,401	370,196	378,516	382,892	387,423	396,991	126,678	-	523,669	-	282,347	144,349	-	168,259	1,118,624	11.6	897	31.12.2025
566,956	604,330	645,999	668,665	692,687	745,283	166,440	-	911,723	-	83,736	136,495	-	260,847	1,392,801	14.2	1,105	31.12.2026
446,207	496,301	554,635	587,446	623,040	703,865	135,619	160,752	1,000,236	-	22,908	151,624	-	283,948	1,458,715	14.2	1,106	31.12.2027
334,686	388,445	453,835	491,861	534,084	633,537	105,250	365,162	1,103,949	-	-	115,374	-	294,717	1,514,040	14.4	1,119	31.12.2028
225,343	272,910	333,344	369,676	410,968	511,870	116,352	455,797	1,084,019	-	1,560	135,599	-	295,165	1,516,343	14.2	1,106	31.12.2029
175,348	221,595	282,968	321,108	365,474	477,966	124,069	528,470	1,130,504	-	-	115,152	-	301,082	1,546,738	14.4	1,116	31.12.2030
147,393	194,365	259,479	301,300	351,094	482,119	125,829	534,811	1,142,759	-	-	113,062	-	303,539	1,559,359	14.2	1,106	31.12.2031
122,239	168,204	234,760	278,937	332,774	479,810	124,932	531,991	1,136,733	-	-	110,769	-	301,528	1,549,029	13.9	1,081	31.12.2032
100,553	144,380	210,668	256,133	312,844	473,628	124,645	526,300	1,124,573	-	-	109,287	-	298,231	1,532,091	13.6	1,058	31.12.2033
81,209	121,673	185,607	230,910	288,752	459,012	121,688	510,841	1,091,541	-	-	127,123	-	294,558	1,513,222	13.3	1,035	31.12.2034
66,036	103,242	164,649	209,602	268,346	447,902	125,023	504,002	1,076,927	-	-	108,437	-	286,509	1,471,872	13.0	1,012	31.12.2035
53,430	87,166	145,330	189,310	248,138	434,882	126,237	493,616	1,054,734	-	-	105,790	-	280,505	1,441,029	12.7	990	31.12.2036
43,645	74,298	129,506	172,621	231,650	426,283	124,004	484,087	1,034,374	-	-	102,417	-	274,769	1,411,560	12.5	968	31.12.2037
35,354	62,800	114,441	156,088	214,451	414,365	123,701	473,336	1,011,401	-	-	100,842	-	268,835	1,381,077	12.2	946	31.12.2038
27,946	51,800	98,686	137,730	193,734	393,053	117,371	449,020	959,444	-	-	125,335	-	262,197	1,346,976	11.9	926	31.12.2039
22,894	44,280	88,195	125,950	181,382	386,392	115,416	441,440	943,248	-	-	103,286	-	252,953	1,299,486	11.6	905	31.12.2040
19,228	38,808	80,808	118,085	174,105	389,434	116,324	444,915	950,674	-	-	85,136	-	250,361	1,286,170	11.4	885	31.12.2041
15,711	33,087	72,028	107,702	162,578	381,833	114,054	436,232	932,119	-	-	81,848	-	245,081	1,259,048	11.1	866	31.12.2042
12,774	28,071	63,885	97,748	151,065	372,534	111,277	425,608	909,419	-	-	81,761	-	239,574	1,230,754	10.9	846	31.12.2043
10,148	23,270	55,367	86,685	137,157	355,148	106,083	405,745	866,976	-	-	102,286	-	234,276	1,203,538	10.7	828	31.12.2044
8,454	20,229	50,318	80,612	130,585	355,037	106,050	405,618	866,705	-	-	81,600	-	229,211	1,177,517	10.4	810	31.12.2045
6,875	17,166	44,639	73,178	121,365	346,467	103,490	395,827	845,784	-	-	81,522	-	224,135	1,151,441	10.2	792	31.12.2046
5,595	14,577	39,632	66,480	112,881	338,360	101,069	386,565	825,993	-	-	81,448	-	219,334	1,126,775	10.0	775	31.12.2047
4,561	12,400	35,246	60,497	105,168	331,004	98,871	378,161	808,037	-	-	81,379	-	214,977	1,104,392	9.8	758	31.12.2048
3,610	10,241	30,431	53,449	95,128	314,372	93,903	359,160	767,435	-	-	101,911	-	210,126	1,079,472	9.5	741	31.12.2049
3,014	8,923	27,720	49,818	90,777	314,995	94,089	359,871	768,956	-	-	81,235	-	205,496	1,055,686	9.3	724	31.12.2050
2,453	7,576	24,604	45,247	84,411	307,548	91,865	351,363	750,776	-	-	81,169	-	201,086	1,033,031	9.1	709	31.12.2051
1,994	6,428	21,826	41,071	78,444	300,101	89,641	342,856	732,598	-	-	81,104	-	196,676	1,010,377	8.9	693	31.12.2052
1,621	5,451	19,349	37,258	72,855	292,655	87,416	334,348	714,419	-	-	81,038	-	192,266	987,723	8.7	678	31.12.2053
1,279	4,489	16,658	32,821	65,707	277,138	82,782	316,821	676,541	-	-	101,584	-	188,077	966,202	8.5	663	31.12.2054
1,071	3,922	15,218	30,681	62,887	278,505	83,190	318,183	679,877	-	-	80,915	-	183,888	944,680	8.3	648	31.12.2055
871	3,329	13,502	27,854	58,451	271,802	81,188	310,524	663,514	-	-	80,859	-	179,919	924,291	8.2	634	31.12.2056
708	2,823	11,971	25,272	54,294	265,099	79,185	302,867	647,151	-	-	80,802	-	175,950	903,902	8.0	620	31.12.2057
575	2,393	10,608	22,914	50,402	258,396	77,183	295,209	630,788	-	-	80,745	-	171,981	883,514	7.8	606	31.12.2058
457	1,983	9,193	20,319	45,757	246,315	70,079	278,331	594,725	-	-	101,299	-	168,233	864,258	7.6	593	31.12.2059
384	1,739	8,429	19,063	43,952	248,426	70,709	280,742	599,877	-	-	80,640	-	164,485	845,002	7.5	580	31.12.2060
312	1,476	7,479	17,308	40,855	242,466	68,929	273,934	585,329	-	-	80,592	-	160,957	826,878	7.3	567	31.12.2061
229	1,129	5,978	14,157	34,212	213,198	71,068	250,068	534,334	36,428	-	80,564	-	157,429	808,755	7.1	555	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (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 זו (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											
185	954	5,282	12,800	31,671	207,229	69,285	243,249	519,763	36,428	-	80,539	-	153,901	790,631	7.0	543	31.12.2063	
(4)	(21)	(123)	(306)	(774)	(5,320)	5,796	419	896	36,428	-	14,673	-	12,568	64,564	0.6	44	31.12.2064	
2,913,744	3,656,428	4,950,666	6,020,941	7,640,774	14,769,701	4,076,777	14,356,041	33,202,519	109,285	390,550	3,871,586	-	9,007,623	46,581,563	420.1	32,635	סה"כ	

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (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										
14,628	14,943	15,278	15,455	15,638	16,024	4,786	-	20,810	-	-	(1,366)	-	3,443	22,887	0.2	18	31.12.2025
17,886	19,065	20,380	21,095	21,853	23,512	7,023	-	30,535	-	-	(5,614)	-	5,743	30,665	0.3	23	31.12.2026
3,167	3,522	3,936	4,169	4,422	4,996	1,492	29,364	35,851	-	-	(8,563)	-	6,596	33,884	0.3	23	31.12.2027
3,256	3,779	4,416	4,786	5,197	6,164	1,841	20,035	28,040	-	-	(1,990)	-	6,297	32,347	0.3	23	31.12.2028
1,840	2,228	2,722	3,018	3,356	4,179	1,248	22,777	28,205	-	-	(2,023)	-	6,328	32,510	0.3	23	31.12.2029
4,157	5,253	6,708	7,613	8,664	11,331	3,385	14,086	28,801	-	-	(2,026)	-	6,472	33,247	0.3	23	31.12.2030
3,657	4,823	6,439	7,476	8,712	11,963	3,573	13,667	29,204	-	-	(2,007)	-	6,574	33,770	0.3	23	31.12.2031
4,874	6,707	9,361	11,122	13,269	19,132	5,715	21,857	46,704	-	-	(1,192)	-	11,000	56,512	0.5	38	31.12.2032
4,402	6,321	9,223	11,213	13,696	20,735	6,194	23,689	50,618	-	-	(1,069)	-	11,976	61,525	0.5	41	31.12.2033
3,993	5,982	9,126	11,353	14,197	22,568	6,741	25,784	55,093	-	-	(730)	-	13,140	67,503	0.6	45	31.12.2034
3,597	5,623	8,968	11,416	14,616	24,395	7,287	27,871	59,553	-	-	(1,281)	-	14,085	72,356	0.6	48	31.12.2035
3,214	5,243	8,742	11,388	14,927	26,160	7,814	29,887	63,861	-	-	(1,092)	-	15,172	77,940	0.7	52	31.12.2036
2,814	4,790	8,350	11,129	14,935	27,484	8,210	31,400	67,093	-	-	(771)	-	16,030	82,352	0.7	55	31.12.2037
2,469	4,385	7,991	10,900	14,975	28,935	8,643	33,057	70,635	-	-	(678)	-	16,909	86,866	0.8	59	31.12.2038
2,149	3,982	7,587	10,589	14,894	30,218	9,026	34,523	73,768	-	-	(981)	-	17,593	90,380	0.8	61	31.12.2039
1,821	3,522	7,015	10,018	14,427	30,733	9,180	35,111	75,024	-	-	182	-	18,177	93,383	0.8	64	31.12.2040
1,549	3,127	6,510	9,514	14,027	31,375	9,372	35,845	76,593	-	-	1,066	-	18,771	96,429	0.9	66	31.12.2041
1,352	2,847	6,198	9,268	13,990	32,857	9,814	37,538	80,209	-	-	415	-	19,487	100,111	0.9	69	31.12.2042
1,165	2,561	5,827	8,916	13,780	33,982	10,150	38,823	82,955	-	-	431	-	20,155	103,541	0.9	71	31.12.2043
1,003	2,300	5,473	8,569	13,558	35,105	10,486	40,107	85,698	-	-	447	-	20,822	106,967	0.9	74	31.12.2044
854	2,043	5,082	8,142	13,189	35,858	10,711	40,967	87,536	-	-	459	-	21,269	109,263	1.0	75	31.12.2045
734	1,832	4,765	7,811	12,954	36,981	11,046	42,250	90,278	-	-	475	-	21,935	112,688	1.0	77	31.12.2046
624	1,626	4,420	7,415	12,590	37,738	11,272	43,114	92,124	-	-	487	-	22,384	114,995	1.0	79	31.12.2047
531	1,444	4,103	7,043	12,243	38,533	11,510	44,023	94,066	-	-	499	-	22,857	117,422	1.0	81	31.12.2048
455	1,292	3,839	6,742	12,000	39,656	11,845	45,306	96,807	-	-	516	-	23,524	120,847	1.1	83	31.12.2049
387	1,145	3,556	6,391	11,645	40,407	12,070	46,164	98,641	-	-	528	-	23,970	123,139	1.1	85	31.12.2050
325	1,005	3,263	6,001	11,194	40,787	12,183	46,598	99,567	-	-	535	-	24,195	124,298	1.1	85	31.12.2051
276	890	3,021	5,685	10,858	41,537	12,407	47,455	101,400	-	-	548	-	24,641	126,589	1.1	87	31.12.2052
234	788	2,796	5,384	10,527	42,288	12,631	48,313	103,232	-	-	560	-	25,087	128,879	1.1	88	31.12.2053
197	691	2,565	5,053	10,116	42,667	12,745	48,745	104,157	-	-	568	-	25,313	130,037	1.1	89	31.12.2054
167	611	2,372	4,783	9,804	43,417	12,969	49,602	105,987	-	-	581	-	25,758	132,327	1.2	91	31.12.2055
140	536	2,175	4,488	9,418	43,795	13,082	50,034	106,911	-	-	589	-	25,983	133,483	1.2	92	31.12.2056
118	470	1,995	4,211	9,047	44,173	13,195	50,466	107,834	-	-	597	-	26,208	134,640	1.2	92	31.12.2057
100	416	1,844	3,984	8,762	44,922	13,418	51,322	109,663	-	-	610	-	26,654	136,927	1.2	94	31.12.2058
84	365	1,691	3,737	8,415	45,300	13,531	51,754	110,585	-	-	619	-	26,879	138,083	1.2	95	31.12.2059
71	320	1,550	3,505	8,081	45,678	13,644	52,185	111,507	-	-	627	-	27,103	139,238	1.2	96	31.12.2060
59	278	1,409	3,261	7,698	45,684	13,646	52,192	111,521	-	-	631	-	27,108	139,260	1.2	96	31.12.2061
49	244	1,292	3,059	7,393	46,069	13,761	52,632	112,461	-	-	620	-	27,332	140,414	1.2	96	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (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	214	1,184	2,870	7,100	46,455	13,876	53,073	113,405	-	-	606	-	27,557	141,567	1.3	97	31.12.2063
3	16	94	233	591	4,062	1,213	4,641	9,916	-	-	41	-	2,407	12,365	0.1	8	31.12.2064
88,443	127,231	213,266	298,802	446,756	1,247,857	372,737	1,436,257	3,056,851	-	-	(18,147)	-	732,933	3,771,637	33.3	2,585	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (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) (אלפי 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										
377,029	385,138	393,794	398,347	403,061	413,015	131,465	-	544,480	-	282,347	142,983	-	171,701	1,141,510	11.8	915	31.12.2025
584,842	623,396	666,379	689,760	714,540	768,795	173,464	-	942,259	-	83,736	130,881	-	266,590	1,423,465	14.5	1,127	31.12.2026
449,374	499,823	558,572	591,616	627,462	708,861	137,111	190,115	1,036,087	-	22,908	143,060	-	290,543	1,492,598	14.5	1,129	31.12.2027
337,943	392,225	458,251	496,647	539,281	639,702	107,091	385,197	1,131,990	-	-	113,384	-	301,013	1,546,387	14.7	1,142	31.12.2028
227,183	275,138	336,066	372,695	414,323	516,049	117,600	478,574	1,112,224	-	1,560	133,576	-	301,494	1,548,854	14.5	1,129	31.12.2029
179,505	226,848	289,676	328,720	374,138	489,297	127,453	542,555	1,159,306	-	-	113,126	-	307,554	1,579,985	14.7	1,138	31.12.2030
151,050	199,188	265,917	308,776	359,806	494,082	129,402	548,479	1,171,963	-	-	111,054	-	310,112	1,593,130	14.5	1,129	31.12.2031
127,113	174,911	244,121	290,059	346,043	498,942	130,646	553,848	1,183,437	-	-	109,577	-	312,528	1,605,542	14.4	1,119	31.12.2032
104,956	150,700	219,891	267,346	326,540	494,363	130,839	549,990	1,175,191	-	-	108,218	-	310,207	1,593,616	14.1	1,099	31.12.2033
85,201	127,655	194,732	242,264	302,950	481,580	128,429	536,625	1,146,634	-	-	126,392	-	307,698	1,580,724	13.9	1,080	31.12.2034
69,633	108,865	173,617	221,018	282,962	472,297	132,310	531,872	1,136,479	-	-	107,156	-	300,593	1,544,228	13.6	1,060	31.12.2035
56,644	92,409	154,072	200,698	263,065	461,042	134,051	523,502	1,118,595	-	-	104,698	-	295,677	1,518,969	13.4	1,042	31.12.2036
46,459	79,088	137,856	183,750	246,585	453,768	132,213	515,487	1,101,467	-	-	101,646	-	290,799	1,493,912	13.2	1,023	31.12.2037
37,823	67,186	122,432	166,987	229,426	443,300	132,344	506,393	1,082,036	-	-	100,164	-	285,744	1,467,944	12.9	1,005	31.12.2038
30,095	55,783	106,273	148,319	208,629	423,271	126,397	483,543	1,033,211	-	-	124,354	-	279,790	1,437,356	12.7	987	31.12.2039
24,715	47,802	95,209	135,967	195,809	417,125	124,596	476,551	1,018,271	-	-	103,467	-	271,130	1,392,869	12.5	969	31.12.2040
20,778	41,934	87,318	127,599	188,132	420,809	125,696	480,761	1,027,266	-	-	86,202	-	269,131	1,382,599	12.3	952	31.12.2041
17,063	35,934	78,226	116,970	176,567	414,690	123,868	473,769	1,012,327	-	-	82,263	-	264,568	1,359,159	12.0	935	31.12.2042
13,939	30,631	69,713	106,665	164,845	406,516	121,427	464,431	992,374	-	-	82,192	-	259,729	1,334,295	11.8	918	31.12.2043
11,151	25,570	60,840	95,254	150,715	390,254	116,569	445,852	952,674	-	-	102,733	-	255,098	1,310,505	11.6	901	31.12.2044
9,308	22,272	55,400	88,754	143,774	390,896	116,761	446,585	954,242	-	-	82,059	-	250,479	1,286,780	11.4	885	31.12.2045
7,609	18,998	49,404	80,989	134,319	383,448	114,537	438,077	936,062	-	-	81,997	-	246,070	1,264,129	11.2	869	31.12.2046
6,219	16,203	44,052	73,894	125,470	376,097	112,341	429,679	918,117	-	-	81,935	-	241,718	1,241,770	11.0	854	31.12.2047
5,092	13,844	39,349	67,540	117,411	369,537	110,381	422,184	902,103	-	-	81,878	-	237,833	1,221,814	10.8	838	31.12.2048
4,065	11,533	34,270	60,191	107,127	354,028	105,749	404,466	864,243	-	-	102,427	-	233,649	1,200,319	10.6	824	31.12.2049
3,401	10,068	31,276	56,209	102,422	355,402	106,159	406,035	867,597	-	-	81,762	-	229,465	1,178,824	10.4	809	31.12.2050
2,778	8,580	27,867	51,247	95,605	348,335	104,048	397,961	850,344	-	-	81,705	-	225,281	1,157,330	10.2	794	31.12.2051
2,270	7,318	24,847	46,756	89,302	341,639	102,048	390,311	833,997	-	-	81,651	-	221,317	1,136,966	10.0	780	31.12.2052
1,855	6,239	22,145	42,641	83,383	334,943	100,048	382,661	817,651	-	-	81,598	-	217,353	1,116,602	9.9	766	31.12.2053
1,476	5,180	19,222	37,874	75,823	319,805	95,526	365,366	780,698	-	-	102,152	-	213,389	1,096,239	9.7	752	31.12.2054
1,238	4,534	17,590	35,464	72,690	321,922	96,158	367,785	785,865	-	-	81,496	-	209,646	1,077,007	9.5	739	31.12.2055
1,011	3,865	15,677	32,342	67,869	315,597	94,269	360,559	770,425	-	-	81,448	-	205,902	1,057,774	9.3	726	31.12.2056
826	3,294	13,966	29,483	63,342	309,272	92,380	353,333	754,985	-	-	81,399	-	202,158	1,038,542	9.2	713	31.12.2057
675	2,809	12,452	26,898	59,164	303,318	90,602	346,531	740,451	-	-	81,355	-	198,635	1,020,441	9.0	700	31.12.2058
541	2,348	10,883	24,056	54,173	291,615	83,610	330,085	705,310	-	-	101,918	-	195,112	1,002,340	8.9	688	31.12.2059
455	2,059	9,978	22,568	52,033	294,103	84,353	332,928	711,384	-	-	81,267	-	191,588	984,239	8.7	675	31.12.2060
371	1,754	8,888	20,569	48,552	288,150	82,575	326,126	696,851	-	-	81,223	-	188,065	966,138	8.5	663	31.12.2061
278	1,373	7,270	17,216	41,605	259,267	84,828	302,700	646,795	36,428	-	81,184	-	184,761	949,169	8.4	651	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (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										
227	1,168	6,467	15,670	38,771	253,684	83,161	296,322	633,168	36,428	-	81,145	-	181,458	932,199	8.2	640	31.12.2063
(1)	(5)	(29)	(72)	(183)	(1,257)	7,010	5,060	10,812	36,428	-	14,714	-	14,975	76,929	0.7	53	31.12.2064
3,002,187	3,783,658	5,163,932	6,319,743	8,087,531	16,017,558	4,449,514	15,792,298	36,259,370	109,285	390,550	3,853,439	-	9,740,556	50,353,200	453.3	35,220	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 הוצאה מכלל שימוש, 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 לעיל, 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 המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁹

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	14,288,912	5,025,966	3,729,820	2,975,734	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	11,668,829	4,180,549	3,112,014	2,484,090
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,964,091	378,186	254,740	197,697	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,611,769	310,688	210,178	163,898
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	16,253,004	5,404,152	3,984,560	3,173,431	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,280,598	4,491,237	3,322,192	2,647,987
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,366,592	231,082	136,807	94,395	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,130,045	195,311	117,587	82,480
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	17,619,596	5,635,234	4,121,367	3,267,827	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,410,643	4,686,548	3,439,780	2,730,468
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	14,946,543	5,237,905	3,884,315	3,098,331	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	11,010,777	3,964,466	2,952,608	2,356,207
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,048,712	392,767	263,850	204,314	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,526,042	296,679	201,774	158,018
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	16,995,255	5,630,673	4,148,165	3,302,645	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	12,536,819	4,261,145	3,154,383	2,514,226
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,429,282	241,412	142,335	97,560	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,071,331	186,368	112,792	79,520
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	18,424,537	5,872,084	4,290,500	3,400,205	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	13,608,149	4,447,513	3,267,175	2,593,745

¹⁹ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	15,602,661	5,448,253	4,037,243	3,219,405	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,354,016	3,746,700	2,790,766	2,225,415
עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,141,322	412,724	277,364	214,533	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,440,154	284,150	195,331	154,432
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,743,982	5,860,977	4,314,608	3,433,938	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,794,170	4,030,850	2,986,096	2,379,848
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,489,408	250,726	147,404	100,718	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,008,643	174,557	105,367	74,120
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	19,233,391	6,111,703	4,462,012	3,534,656	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,802,813	4,205,407	3,091,463	2,453,968

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	13,144,820	4,994,832	3,728,124	2,979,229	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	11,640,369	4,171,080	3,104,984	2,478,425
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,751,327	374,556	254,597	197,966	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,608,363	310,065	209,783	163,610
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	14,896,146	5,369,388	3,982,721	3,177,195	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,248,732	4,481,145	3,314,767	2,642,035
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,204,874	227,323	136,281	94,381	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,127,788	194,933	117,378	82,348
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	16,101,020	5,596,710	4,119,002	3,271,576	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,376,520	4,676,078	3,432,146	2,724,383
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	13,188,637	5,180,942	3,878,520	3,102,549	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	10,968,004	3,950,155	2,941,948	2,347,593
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,748,259	388,659	264,094	204,870	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,520,869	295,727	201,168	157,575
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	14,936,896	5,569,601	4,142,614	3,307,419	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	12,488,873	4,245,882	3,143,116	2,505,168
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,215,569	236,786	141,806	97,614	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,067,951	185,790	112,472	79,317
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	16,152,465	5,806,387	4,284,420	3,405,033	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	13,556,825	4,431,672	3,255,588	2,584,484

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	13,239,447	5,359,762	4,025,061	3,223,463	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,299,775	3,729,974	2,778,737	2,215,970
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,744,766	408,297	278,256	215,536	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,430,355	280,384	192,176	151,630
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	14,984,213	5,768,059	4,303,317	3,438,999	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,730,130	4,010,358	2,970,914	2,367,601
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,211,591	241,168	143,234	97,337	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,004,119	173,825	104,969	73,871
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	16,195,804	6,009,226	4,446,551	3,536,337	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	12,734,250	4,184,183	3,075,882	2,441,472

²⁰ יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(ד) משאבים מותנים במאגר לויתן

(1) נתוני כמויות

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

גז טבעי ²¹						
BCF						
סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ²² (Net)			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
727.7	0.0	727.7	2,057.6	0.0	2,057.6	האומדן הנמוך (- Low Estimate) (1C)
2,001.5	614.2	1,387.3	5,659.4	1,736.7	3,922.7	האומדן הטוב ביותר (-Best Estimate) (2C)
3,847.1	2,670.7	1,176.3	10,878.1	7,551.9	3,326.2	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ²³						
Million Barrels						
קטגוריה	סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ²⁴ (Net)		
	שלב א'	פיתוחים עתידיים	סה"כ	שלב א'	פיתוחים עתידיים	סה"כ
האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)	4.5	0.0	4.5	1.6	0.0	1.6
האומדן הטוב ביותר (2C -Best Estimate)	8.6	3.8	12.5	3.1	1.3	4.4
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	7.3	16.6	23.9	2.6	5.9	8.5

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווייתן, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלה הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לפרטים בדבר השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור ובחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 7.12 לפרק א' בדוח התקופתי. כמו כן, לפרטים בדבר התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.11.3(ב), 7.11.3(ג) ו-7.12.2 לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 6 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 9 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, וסעיף 7 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שלישי.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של משאבים מותנים בפרויקט לוותין בקטגוריית שלב 1א' כעתודות, מותנה באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. ככל שיתקיימו התנאים כאמור, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

21 הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
22 יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.
הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים.

יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2024 אינם מבוקרים. 24

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 לווייתן, 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 וימכרו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, 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 לעיל 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 31.12.2024 באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מהמשאבים המותנים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל: ²⁵

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים 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%
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2035	15	0.2	20,753	4,040	-	716	110,546	-	(94,548)	(44,249)	12,585	(62,885)	(37,676)	(29,428)	(23,117)	(14,495)
31.12.2036	59	0.8	84,643	16,476	-	2,920	-	-	65,246	30,535	5,441	29,270	16,701	12,742	9,782	5,867
31.12.2037	80	1.0	114,682	22,324	-	3,959	-	-	88,400	41,371	8,274	38,755	21,060	15,693	11,774	6,755
31.12.2038	120	1.5	171,164	33,318	-	5,911	-	-	131,935	61,746	13,601	56,588	29,287	21,316	15,629	8,576
31.12.2039	142	1.8	201,904	39,302	-	10,688	-	-	151,914	71,096	16,046	64,773	31,926	22,697	16,263	8,536
31.12.2040	183	2.4	260,347	50,678	-	8,999	-	-	200,670	93,913	22,011	84,745	39,781	27,624	19,343	9,712
31.12.2041	199	2.6	286,894	55,846	-	9,433	-	-	221,615	103,716	24,574	93,325	41,723	28,298	19,365	9,300
31.12.2042	235	3.0	341,697	66,513	-	2,516	-	-	272,667	127,608	30,821	114,238	48,641	32,223	21,550	9,899
31.12.2043	253	3.3	367,967	71,627	-	1,531	98,937	-	195,872	91,668	43,042	61,162	24,802	16,048	10,489	4,609
31.12.2044	290	3.7	421,975	82,140	-	1,763	-	-	338,073	158,218	36,548	143,306	55,344	34,978	22,341	9,390
31.12.2045	303	3.9	441,384	85,918	-	1,851	-	-	353,615	165,492	39,721	148,402	54,583	33,695	21,032	8,455
31.12.2046	336	4.3	488,950	95,177	-	2,060	209,483	-	182,230	85,284	65,794	31,152	10,912	6,580	4,014	1,543
31.12.2047	349	4.5	509,154	99,110	-	2,154	-	-	407,890	190,893	42,816	174,182	58,109	34,223	20,402	7,504
31.12.2048	383	4.9	558,644	108,743	-	2,374	110,546	-	336,981	157,707	58,294	120,980	38,439	22,111	12,882	4,532
31.12.2049	394	5.1	573,535	111,642	-	2,448	-	-	459,445	215,020	46,582	197,843	59,866	33,637	19,151	6,445
31.12.2050	423	5.4	616,583	120,021	-	2,644	197,874	-	296,044	138,548	69,823	87,672	25,266	13,866	7,715	2,484
31.12.2051	387	5.0	563,314	109,652	-	2,426	98,937	-	352,298	164,876	50,538	136,885	37,570	20,139	10,951	3,372
31.12.2052	303	3.9	441,960	86,030	-	1,907	98,937	-	255,086	119,380	36,367	99,339	25,966	13,595	7,225	2,128
31.12.2053	229	3.0	334,098	65,034	-	1,419	-	-	267,644	125,257	15,148	127,238	31,675	16,199	8,413	2,370

²⁵ 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 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות זג (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%	מהוון ב-20%
31.12.2054	165	2.1	240,853	46,883	-	992	-	-	192,977	90,313	7,150	95,514	22,646	11,311	5,741	1,547	441
31.12.2055	109	1.4	158,855	30,922	-	608	-	-	127,324	59,588	(883)	68,620	15,494	7,559	3,750	966	264
31.12.2056	60	0.8	88,100	17,149	-	295	-	-	70,656	33,067	(5,408)	42,997	9,247	4,406	2,136	527	138
31.12.2057	18	0.2	26,339	5,127	-	88	-	-	21,124	9,886	(9,060)	20,298	4,157	1,935	917	216	54
31.12.2058	(19)	(0.2)	(27,554)	(5,364)	-	(92)	-	-	(22,099)	(10,342)	(13,077)	1,321	258	117	54	12	3
31.12.2059	(50)	(0.6)	(72,449)	(14,103)	-	(242)	-	-	(58,104)	(27,193)	(19,121)	(11,790)	(2,190)	(973)	(440)	(95)	(22)
31.12.2060	(77)	(1.0)	(112,850)	(21,967)	-	(377)	-	-	(90,506)	(42,357)	(20,810)	(27,339)	(4,837)	(2,098)	(928)	(191)	(42)
31.12.2061	(100)	(1.3)	(145,378)	(28,299)	-	(486)	-	-	(116,593)	(54,565)	(20,589)	(41,438)	(6,982)	(2,958)	(1,278)	(252)	(53)
31.12.2062	(120)	(1.5)	(174,536)	(33,974)	-	(584)	-	25,300	(165,277)	(77,350)	(18,452)	(69,476)	(11,149)	(4,613)	(1,948)	(368)	(75)
31.12.2063	(136)	(1.7)	(198,075)	(38,556)	-	(662)	-	25,300	(184,156)	(86,185)	(19,624)	(78,347)	(11,974)	(4,839)	(1,997)	(361)	(70)
31.12.2064	(6)	(0.1)	(8,948)	(1,742)	-	(30)	-	25,300	(32,476)	-	(2,525)	(29,950)	(4,359)	(1,721)	(694)	(120)	(22)
סה"כ	4,527	58.3	6,574,001	1,279,669	-	67,226	925,259	75,899	4,225,948	1,992,942	515,626	1,717,380	624,286	384,363	240,515	98,863	43,129

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 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%	מהוון ב-20%
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	110,546	-	(110,546)	(51,735)	10,628	(69,438)	(50,567)	(43,395)	(37,372)	(27,994)	(21,229)
31.12.2032	38	0.5	52,548	10,229	-	1,817	-	-	40,502	18,955	2,413	19,134	13,270	11,123	9,362	6,708	4,875
31.12.2033	48	0.6	68,354	13,305	-	2,287	-	-	52,761	24,692	3,913	24,156	15,955	13,063	10,744	7,364	5,128
31.12.2034	81	1.0	115,595	22,501	-	3,828	-	-	89,266	41,776	8,380	39,109	24,603	19,674	15,814	10,367	6,919
31.12.2035	94	1.2	134,362	26,154	-	4,634	-	-	103,574	48,472	10,131	44,970	26,943	21,044	16,531	10,366	6,630
31.12.2036	129	1.7	184,328	35,881	-	6,360	-	-	142,087	66,497	14,843	60,747	34,662	26,444	20,301	12,176	7,463
31.12.2037	139	1.8	197,529	38,450	-	6,798	-	-	152,281	71,267	16,091	64,923	35,280	26,290	19,724	11,316	6,647
31.12.2038	170	2.2	241,930	47,093	-	8,265	-	-	186,572	87,315	20,286	78,970	40,870	29,747	21,810	11,968	6,738
31.12.2039	181	2.3	257,372	50,099	-	8,892	-	-	198,381	92,842	21,731	83,807	41,308	29,367	21,042	11,045	5,959
31.12.2040	214	2.8	305,122	59,394	-	10,547	98,937	-	136,244	63,762	35,746	36,736	17,245	11,975	8,385	4,210	2,177
31.12.2041	221	2.8	318,482	61,994	-	10,472	-	-	246,015	115,135	26,556	104,325	46,640	31,633	21,647	10,396	5,151
31.12.2042	250	3.2	362,712	70,604	-	4,757	-	-	287,350	134,480	32,885	119,986	51,088	33,844	22,634	10,397	4,937
31.12.2043	260	3.3	378,601	73,697	-	1,575	-	-	303,329	141,958	34,840	126,531	51,309	33,200	21,699	9,534	4,339
31.12.2044	291	3.7	424,008	82,536	-	1,771	-	-	339,701	158,980	39,290	141,431	54,620	34,521	22,049	9,267	4,041
31.12.2045	296	3.8	431,838	84,060	-	1,811	209,483	-	136,484	63,875	60,197	12,413	4,566	2,818	1,759	707	296
31.12.2046	324	4.2	471,557	91,791	-	1,986	-	-	377,780	176,801	39,131	161,847	56,694	34,184	20,853	8,019	3,212
31.12.2047	331	4.3	482,810	93,982	-	2,042	-	-	386,786	181,016	40,233	165,537	55,225	32,524	19,389	7,132	2,737
31.12.2048	361	4.6	525,952	102,380	-	2,235	110,546	-	310,792	145,451	55,089	110,252	35,030	20,151	11,740	4,130	1,519
31.12.2049	366	4.7	532,649	103,683	-	2,273	-	-	426,693	199,692	42,574	184,427	55,807	31,356	17,853	6,008	2,118
31.12.2050	391	5.0	570,103	110,974	-	2,444	98,937	-	357,748	167,426	56,893	133,429	38,452	21,102	11,742	3,780	1,277
31.12.2051	397	5.1	579,090	112,723	-	2,494	197,874	-	265,999	124,487	66,147	75,364	20,685	11,088	6,029	1,856	601
31.12.2052	425	5.5	619,967	120,680	-	2,683	-	-	496,604	232,411	46,577	217,616	56,883	29,782	15,827	4,661	1,446
31.12.2053	428	5.5	624,399	121,543	-	2,715	197,874	-	302,267	141,461	66,034	94,772	23,593	12,065	6,266	1,765	525
31.12.2054	453	5.8	659,587	128,393	-	2,882	-	-	528,313	247,250	45,906	235,156	55,754	27,849	14,134	3,809	1,085
31.12.2055	431	5.5	627,914	122,227	-	2,757	-	-	502,930	235,371	45,209	222,350	50,207	24,495	12,150	3,131	855
31.12.2056	394	5.1	574,711	111,871	-	2,536	-	-	460,304	215,422	42,403	202,479	43,543	20,750	10,058	2,480	649
31.12.2057	359	4.6	523,773	101,956	-	2,323	-	-	419,494	196,323	37,409	185,762	38,046	17,709	8,389	1,978	496
31.12.2058	328	4.2	477,192	92,888	-	2,578	-	-	381,725	178,647	34,059	169,019	32,968	14,988	6,939	1,565	376
31.12.2059	297	3.8	432,531	84,195	-	3,742	-	-	344,595	161,270	27,554	155,770	28,937	12,850	5,813	1,254	289
31.12.2060	269	3.5	390,221	75,959	-	4,689	-	-	309,573	144,880	24,407	140,286	24,820	10,765	4,760	982	217
31.12.2061	241	3.1	350,457	68,218	-	4,905	-	-	277,333	129,792	23,875	123,666	20,837	8,828	3,814	753	159
31.12.2062	216	2.8	313,471	61,019	-	3,759	-	-	220,581	103,232	25,672	91,677	14,712	6,088	2,571	485	98

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	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%	מהוון ב-20%
31.12.2063	192	2.5	278,884	54,286	-	2,266	-	28,111	194,221	90,895	24,722	78,604	12,013	4,855	2,004	362	70
31.12.2064	16	0.2	22,581	4,396	-	76	-	28,111	(10,001)	(419)	1,029	(10,611)	(1,544)	(610)	(246)	(42)	(8)
סה"כ	8,630	111.1	12,530,631	2,439,162	-	125,201	1,024,196	84,332	8,857,739	4,149,683	1,082,853	3,625,203	1,070,452	622,168	376,213	151,935	67,793

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות זג (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					מהוון ב-20%
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2032	22	0.3	30,974	6,029	-	1,043	110,546	-	(86,645)	(40,550)	13,552	(59,647)	(41,369)	(34,676)	(29,184)	(20,910)	(15,196)
31.12.2033	30	0.4	41,774	8,132	-	1,395	-	-	32,248	15,092	1,403	15,753	10,405	8,519	7,007	4,802	3,344
31.12.2034	59	0.8	83,470	16,248	-	2,764	-	-	64,458	30,166	5,345	28,947	18,210	14,562	11,705	7,673	5,121
31.12.2035	68	0.9	97,497	18,978	-	3,363	-	-	75,156	35,173	6,654	33,330	19,968	15,597	12,252	7,682	4,914
31.12.2036	100	1.3	142,253	27,690	-	4,908	-	-	109,655	51,318	10,875	47,461	27,081	20,661	15,861	9,513	5,831
31.12.2037	106	1.4	150,625	29,320	-	5,077	-	-	116,228	54,395	11,679	50,154	27,255	20,310	15,237	8,741	5,135
31.12.2038	134	1.7	190,833	37,147	-	6,402	-	-	147,284	68,929	15,479	62,876	32,541	23,685	17,365	9,529	5,365
31.12.2039	142	1.8	202,646	39,446	-	6,985	-	98,937	57,278	26,806	4,388	2,163	4,388	2,163	1,102	578	312
31.12.2040	173	2.2	246,295	47,943	-	8,486	-	-	189,866	88,857	18,414	82,595	38,772	26,923	18,852	9,465	4,894
31.12.2041	177	2.3	255,245	49,685	-	8,393	-	-	197,167	92,274	19,307	85,586	38,263	25,951	17,759	8,529	4,226
31.12.2042	204	2.6	295,891	57,597	-	3,804	-	-	234,490	109,741	25,145	99,603	42,409	28,095	18,789	8,631	4,098
31.12.2043	211	2.7	307,814	59,918	-	1,280	-	-	246,616	115,416	27,900	103,299	41,889	27,104	17,715	7,784	3,542
31.12.2044	240	3.1	350,166	68,162	-	1,463	-	98,937	181,605	84,991	41,563	55,050	21,260	13,437	8,582	3,607	1,573
31.12.2045	244	3.1	355,329	69,167	-	1,490	-	-	284,672	133,227	30,281	121,164	44,565	27,511	17,172	6,903	2,885
31.12.2046	269	3.5	391,901	76,286	-	1,651	-	110,546	203,419	95,200	44,493	63,725	22,322	13,460	8,211	3,157	1,264
31.12.2047	275	3.5	400,582	77,976	-	1,695	-	-	320,912	150,187	32,173	138,552	46,222	27,222	16,228	5,969	2,291
31.12.2048	303	3.9	441,802	85,999	-	1,877	-	110,546	243,380	113,902	46,841	82,638	26,256	15,104	8,799	3,096	1,139
31.12.2049	305	3.9	444,703	86,564	-	1,898	-	98,937	257,304	120,418	44,603	92,283	27,924	15,690	8,933	3,006	1,060
31.12.2050	329	4.2	480,144	93,463	-	2,059	-	98,937	285,685	133,701	46,938	105,047	30,273	16,614	9,244	2,976	1,005
31.12.2051	335	4.3	487,693	94,932	-	2,101	-	98,937	291,723	136,526	45,401	109,795	30,135	16,153	8,784	2,705	876
31.12.2052	361	4.7	526,651	102,516	-	2,279	-	-	421,856	197,429	37,431	186,996	48,880	25,592	13,600	4,005	1,243
31.12.2053	363	4.7	528,420	102,860	-	2,298	-	197,874	225,388	105,482	56,627	63,280	15,753	8,056	4,184	1,179	350
31.12.2054	363	4.7	528,442	102,864	-	2,309	-	-	423,269	198,090	34,191	190,988	45,282	22,618	11,479	3,093	881
31.12.2055	343	4.4	500,122	97,352	-	2,196	-	-	400,575	187,469	32,551	180,554	40,769	19,891	9,866	2,543	694
31.12.2056	325	4.2	474,067	92,280	-	2,092	-	-	379,695	177,697	31,268	170,730	36,715	17,496	8,481	2,091	547
31.12.2057	307	4.0	447,583	87,125	-	3,113	-	-	357,346	167,238	29,805	160,304	32,832	15,282	7,239	1,707	428
31.12.2058	290	3.7	422,025	82,150	-	4,684	-	-	335,191	156,870	28,365	149,957	29,250	13,298	6,156	1,389	334
31.12.2059	274	3.5	397,488	77,373	-	6,548	-	-	313,566	146,749	24,895	141,922	26,364	11,707	5,297	1,143	263
31.12.2060	258	3.3	374,181	72,837	-	8,160	-	-	293,184	137,210	24,677	131,297	23,229	10,075	4,455	919	203
31.12.2061	244	3.1	353,432	68,798	-	9,009	-	-	275,626	128,993	24,804	121,829	20,528	8,696	3,758	742	157
31.12.2062	230	3.0	332,092	64,644	-	8,438	-	-	230,900	108,061	26,935	95,904	15,390	6,368	2,689	508	103

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפי 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%
31.12.2063	216	2.8	312,030	60,739	-	7,485	-	28,111	215,696	100,946	27,350	87,401	13,358	5,399	2,228	402
31.12.2064	17	0.2	24,779	4,823	-	83	-	28,111	(8,238)	(3,856)	2,225	(6,607)	(962)	(380)	(153)	(26)
סה"כ	7,318	94.2	10,618,950	2,067,042	-	126,825	1,024,196	84,332	7,316,555	3,424,148	895,254	2,997,153	853,933	487,556	289,691	113,132
																48,956

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 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 לעיל, 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.

(ה) סיכום נתוני התזרים המהווך מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב 1א'

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהווך מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהווכים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א)(3) ו- 1(ב)(4) לעיל.²⁶

סה"כ תזרים מהווך ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																
רכיבי התזרים																
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני חיטול ומס הכנסה (מהווך ב- 0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהווך אחרי מס				
										היטל	מס הכנסה	מהווך ב- 0%	מהווך ב- 5%	מהווך ב- 7.5%	מהווך ב- 10%	מהווך ב- 15%
31.12.2025	853	11.0	1,062,883	159,875	-	141,955	282,347	-	478,707	-	116,337	362,370	353,637	349,501	345,506	337,912
31.12.2026	1,015	13.1	1,278,420	234,713	-	135,579	83,736	-	824,392	-	146,354	678,038	630,188	608,333	587,712	549,803
31.12.2027	1,016	13.1	1,337,367	260,326	-	151,307	22,908	-	902,826	102,220	126,677	673,929	596,542	562,462	531,046	475,192
31.12.2028	1,027	13.2	1,389,559	270,486	-	114,015	-	-	1,005,058	303,612	96,661	604,785	509,845	469,539	433,238	370,816
31.12.2029	1,016	13.1	1,391,770	270,916	-	134,308	1,560	-	984,985	381,930	110,563	492,492	395,410	355,681	320,724	262,578
31.12.2030	1,025	13.2	1,419,813	276,375	-	113,834	-	-	1,029,604	467,398	114,908	447,298	342,023	300,504	264,812	207,376
31.12.2031	1,016	13.1	1,431,699	278,689	-	111,819	-	-	1,041,191	487,278	113,401	440,513	320,795	275,298	237,086	177,592
31.12.2032	1,027	13.2	1,470,828	286,305	-	111,292	-	-	1,073,231	502,272	117,162	453,797	314,733	263,814	222,033	159,085
31.12.2033	1,016	13.1	1,469,808	286,107	-	110,353	-	-	1,073,348	502,327	118,377	452,644	298,984	244,785	201,335	137,983
31.12.2034	1,025	13.2	1,496,055	291,216	-	129,520	-	-	1,075,318	503,249	119,703	452,367	284,572	227,567	182,919	119,912
31.12.2035	1,016	13.1	1,474,177	286,957	-	112,293	110,546	-	964,381	451,330	135,406	377,645	226,254	176,724	138,823	87,047
31.12.2036	1,027	13.2	1,491,834	290,394	-	111,324	-	-	1,090,116	510,174	128,024	451,918	257,859	196,726	151,023	90,580
31.12.2037	1,016	13.1	1,477,075	287,522	-	108,374	-	-	1,081,180	505,992	127,188	447,999	243,451	181,414	136,103	78,083
31.12.2038	1,025	13.2	1,489,854	290,009	-	108,285	-	-	1,091,560	510,850	130,966	449,744	232,761	169,415	124,212	68,162
31.12.2039	1,016	13.1	1,472,050	286,543	-	137,488	-	-	1,048,018	490,472	125,667	431,879	212,871	151,335	108,435	56,917
31.12.2040	1,027	13.2	1,472,395	286,610	-	112,336	-	-	1,073,449	502,374	128,805	442,270	207,612	144,164	100,949	50,684
31.12.2041	1,016	13.1	1,473,826	286,889	-	93,411	-	-	1,093,526	511,770	131,261	450,495	201,403	136,600	93,478	44,893
31.12.2042	1,025	13.2	1,490,009	290,039	-	83,905	-	-	1,116,065	522,318	134,019	459,727	195,744	129,674	86,722	39,837
31.12.2043	1,016	13.1	1,477,899	287,682	-	82,789	98,937	-	1,008,491	471,974	142,474	394,043	159,787	103,392	67,574	29,692
31.12.2044	1,027	13.2	1,494,604	290,934	-	103,501	-	-	1,100,169	514,879	129,799	455,491	175,909	111,177	71,011	29,845
31.12.2045	1,016	13.1	1,477,899	287,682	-	82,860	-	-	1,107,357	518,243	131,949	457,164	168,148	103,800	64,792	26,048
31.12.2046	1,025	13.2	1,490,428	290,121	-	82,949	209,483	-	907,875	424,885	154,584	328,405	115,038	69,363	42,312	16,271
31.12.2047	1,016	13.1	1,478,117	287,724	-	82,934	-	-	1,107,458	518,290	128,415	460,753	153,712	90,527	53,968	19,850
31.12.2048	1,027	13.2	1,497,255	291,450	-	83,048	110,546	-	1,012,211	473,715	140,915	397,582	126,322	72,665	42,335	14,895
31.12.2049	1,016	13.1	1,480,520	288,192	-	103,623	-	-	1,088,705	509,514	123,578	455,613	137,866	77,462	44,104	14,842
31.12.2050	1,025	13.2	1,493,071	290,635	-	83,110	197,874	-	921,452	431,240	146,348	343,864	99,097	54,384	30,260	9,741
31.12.2051	968	12.5	1,410,436	274,550	-	82,795	98,937	-	954,154	446,544	124,181	383,429	105,237	56,411	30,675	9,445
31.12.2052	865	11.1	1,260,844	245,431	-	82,187	98,937	-	834,289	390,447	107,238	336,603	87,986	46,067	24,480	7,210
31.12.2053	773	9.9	1,125,874	219,158	-	81,638	-	-	825,077	386,136	83,356	355,585	88,522	45,269	23,510	6,623

²⁶ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	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%	מהוון ב-20%
31.12.2054	691	8.9	1,006,651	195,951	-	101,760	-	-	708,940	331,784	70,283	306,873	72,757	36,342	18,445	4,970	1,416
31.12.2055	617	7.9	898,675	174,932	-	80,713	-	-	643,029	300,938	62,218	279,873	63,196	30,832	15,293	3,942	1,076
31.12.2056	551	7.1	803,071	156,323	-	80,347	-	-	566,401	265,076	55,251	246,074	52,918	25,217	12,224	3,014	789
31.12.2057	492	6.3	717,590	139,683	-	80,092	-	-	497,814	232,977	49,268	215,569	44,150	20,550	9,735	2,296	576
31.12.2058	440	5.7	641,107	124,795	-	79,869	-	-	436,443	204,255	43,030	189,158	36,896	16,774	7,766	1,752	421
31.12.2059	394	5.1	573,622	111,659	-	100,283	-	-	361,681	169,266	29,552	162,862	30,254	13,435	6,078	1,311	302
31.12.2060	351	4.5	511,761	99,617	-	79,502	-	-	332,642	155,676	28,274	148,691	26,307	11,410	5,045	1,041	230
31.12.2061	314	4.0	457,773	89,108	-	79,355	-	-	289,309	135,397	26,385	127,527	21,488	9,103	3,933	776	164
31.12.2062	280	3.6	408,284	79,475	-	79,225	-	61,728	187,856	87,917	30,444	69,495	11,152	4,615	1,949	368	75
31.12.2063	251	3.2	365,543	71,155	-	79,117	-	61,728	153,543	71,858	27,384	54,301	8,299	3,354	1,384	250	49
31.12.2064	26	0.3	37,362	7,273	-	14,582	-	61,728	(46,220)	-	-	(46,220)	(6,728)	(2,656)	(1,071)	(185)	(34)
סה"כ	33,383	429.7	47,697,804	9,223,502	-	3,927,678	1,315,809	185,184	33,045,630	14,296,579	4,056,404	14,692,647	7,602,997	5,943,028	4,841,956	3,518,447	2,772,035

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (2P+2C) (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
362,401	370,196	378,516	382,892	387,423	396,991	126,678	-	523,669	-	282,347	144,349	-	168,259	1,118,624	11.6	897	31.12.2025
566,956	604,330	645,999	668,665	692,687	745,283	166,440	-	911,723	-	83,736	136,495	-	260,847	1,392,801	14.2	1,105	31.12.2026
446,207	496,301	554,635	587,446	623,040	703,865	135,619	160,752	1,000,236	-	22,908	151,624	-	283,948	1,458,715	14.2	1,106	31.12.2027
334,686	388,445	453,835	491,861	534,084	633,537	105,250	365,162	1,103,949	-	-	115,374	-	294,717	1,514,040	14.4	1,119	31.12.2028
225,343	272,910	333,344	369,676	410,968	511,870	116,352	455,797	1,084,019	-	1,560	135,599	-	295,165	1,516,343	14.2	1,106	31.12.2029
175,348	221,595	282,968	321,108	365,474	477,966	124,069	528,470	1,130,504	-	-	115,152	-	301,082	1,546,738	14.4	1,116	31.12.2030
126,164	166,371	222,107	257,905	300,527	412,681	136,457	483,076	1,032,213	-	110,546	113,062	-	303,539	1,559,359	14.2	1,106	31.12.2031
127,114	174,911	244,122	290,060	346,044	498,944	127,345	550,946	1,177,235	-	-	112,586	-	311,757	1,601,578	14.4	1,119	31.12.2032
105,682	151,743	221,413	269,196	328,800	497,784	128,558	550,993	1,177,335	-	-	111,574	-	311,536	1,600,445	14.2	1,106	31.12.2033
88,128	132,040	201,421	250,585	313,355	498,121	130,068	552,618	1,180,807	-	-	130,951	-	317,059	1,628,817	14.4	1,116	31.12.2034
72,666	113,608	181,181	230,646	295,289	492,873	135,153	552,474	1,180,500	-	-	113,071	-	312,663	1,606,234	14.2	1,106	31.12.2035
60,894	99,342	165,631	215,754	282,800	495,629	141,080	560,112	1,196,821	-	-	112,150	-	316,385	1,625,357	14.4	1,119	31.12.2036
50,292	85,613	149,230	198,911	266,930	491,206	140,094	555,355	1,186,655	-	-	109,215	-	313,219	1,609,089	14.2	1,106	31.12.2037
42,092	74,769	136,251	185,835	255,321	493,334	143,987	560,651	1,197,972	-	-	109,107	-	315,928	1,623,007	14.4	1,116	31.12.2038
33,905	62,845	119,728	167,097	235,042	476,860	139,103	541,862	1,157,825	-	-	134,227	-	312,296	1,604,348	14.2	1,106	31.12.2039
25,070	48,490	96,580	137,924	198,627	423,128	151,162	505,202	1,079,492	-	98,937	113,832	-	312,347	1,604,608	14.4	1,119	31.12.2040
24,379	49,204	102,455	149,718	220,745	493,758	142,880	560,050	1,196,689	-	-	95,608	-	312,355	1,604,652	14.2	1,106	31.12.2041
20,648	43,485	94,662	141,546	213,665	501,819	146,939	570,712	1,219,469	-	-	86,606	-	315,685	1,621,760	14.4	1,116	31.12.2042
17,112	37,605	85,584	130,949	202,374	499,066	146,116	567,566	1,212,748	-	-	83,336	-	313,271	1,609,355	14.2	1,106	31.12.2043
14,189	32,537	77,416	121,206	191,777	496,579	145,374	564,725	1,206,678	-	-	104,057	-	316,812	1,627,546	14.4	1,119	31.12.2044
8,749	20,936	52,077	83,431	135,151	367,450	166,247	469,493	1,003,190	-	209,483	83,412	-	313,271	1,609,355	14.2	1,106	31.12.2045
10,086	25,184	65,492	107,362	178,058	508,314	142,622	572,628	1,223,564	-	-	83,508	-	315,926	1,622,998	14.4	1,116	31.12.2046
8,332	21,709	59,021	99,004	168,106	503,896	141,302	567,581	1,212,779	-	-	83,491	-	313,315	1,609,585	14.2	1,106	31.12.2047
6,080	16,531	46,985	80,648	140,198	441,256	153,960	523,612	1,118,828	-	110,546	83,614	-	317,356	1,630,344	14.4	1,119	31.12.2048
5,728	16,249	48,284	84,804	150,934	498,799	136,477	558,852	1,194,128	-	-	104,185	-	313,809	1,612,122	14.2	1,106	31.12.2049
4,291	12,703	39,462	70,921	129,229	448,423	150,983	527,297	1,126,703	-	98,937	83,679	-	316,470	1,625,789	14.4	1,116	31.12.2050
3,053	9,432	30,633	56,335	105,095	382,913	158,012	475,851	1,016,775	-	197,874	83,663	-	313,809	1,612,122	14.2	1,106	31.12.2051
3,440	11,089	37,653	70,853	135,328	517,717	136,218	575,266	1,229,202	-	-	83,786	-	317,356	1,630,344	14.4	1,119	31.12.2052
2,145	7,216	25,615	49,323	96,448	387,427	153,450	475,809	1,016,686	-	197,874	83,753	-	313,809	1,612,122	14.2	1,106	31.12.2053
2,364	8,297	30,792	60,669	121,461	512,295	128,687	563,872	1,204,854	-	-	104,465	-	316,470	1,625,789	14.4	1,116	31.12.2054
1,926	7,054	27,367	55,176	113,094	500,854	128,399	553,554	1,182,807	-	-	83,672	-	306,115	1,572,594	13.9	1,079	31.12.2055
1,520	5,808	23,560	48,604	101,994	474,281	123,590	525,947	1,123,818	-	-	83,394	-	291,790	1,499,003	13.2	1,029	31.12.2056
1,204	4,801	20,360	42,980	92,340	450,861	116,594	499,190	1,066,645	-	-	83,125	-	277,906	1,427,675	12.6	980	31.12.2057
951	3,958	17,547	37,902	83,370	427,415	111,242	473,856	1,012,513	-	-	83,323	-	264,869	1,360,705	12.0	934	31.12.2058
746	3,238	15,006	33,169	74,694	402,085	97,633	439,602	939,320	-	-	105,041	-	252,428	1,296,789	11.5	890	31.12.2059
601	2,722	13,188	29,828	68,771	388,712	95,116	425,623	909,450	-	-	85,329	-	240,444	1,235,223	10.9	848	31.12.2060
472	2,229	11,293	26,135	61,692	366,132	92,804	403,726	862,662	-	-	85,497	-	229,175	1,177,335	10.4	809	31.12.2061
327	1,614	8,549	20,244	48,924	304,875	96,740	353,300	754,915	64,539	-	84,324	-	218,448	1,122,226	9.9	771	31.12.2062

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	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%	מהוון ב-20%
31.12.2063	734	9.5	1,069,515	208,188	-	82,805	-	64,539	713,984	334,145	94,007	285,833	43,684	17,656	7,286	1,316	256
31.12.2064	60	0.8	87,145	16,963	-	14,748	-	64,539	(9,105)	-	6,825	(15,930)	(2,319)	(915)	(369)	(64)	(12)
סה"כ	41,265	531.1	59,112,194	11,446,786	-	3,996,787	1,414,746	193,617	42,060,258	18,505,724	5,159,630	18,394,904	8,711,227	6,643,108	5,326,879	3,808,363	2,981,537

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים	תשלומים שיתקבלו	הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
												מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2025	915	11.8	1,141,510	171,701	-	142,983	282,347	-	544,480	-	131,465	413,015	403,061	398,347	393,794	385,138	377,029
31.12.2026	1,127	14.5	1,423,465	266,590	-	130,881	83,736	-	942,259	-	173,464	768,795	714,540	689,760	666,379	623,396	584,842
31.12.2027	1,129	14.5	1,492,598	290,543	-	143,060	22,908	-	1,036,087	190,115	137,111	708,861	627,462	591,616	558,572	499,823	449,374
31.12.2028	1,142	14.7	1,546,387	301,013	-	113,384	-	-	1,131,990	385,197	107,091	639,702	539,281	496,647	458,251	392,225	337,943
31.12.2029	1,129	14.5	1,548,854	301,494	-	133,576	1,560	-	1,112,224	478,574	117,600	516,049	414,323	372,695	336,066	275,138	227,183
31.12.2030	1,138	14.7	1,579,985	307,554	-	113,126	-	-	1,159,306	542,555	127,453	489,297	374,138	328,720	289,676	226,848	179,505
31.12.2031	1,129	14.5	1,593,130	310,112	-	111,054	-	-	1,171,963	548,479	129,402	494,082	359,806	308,776	265,917	199,188	151,050
31.12.2032	1,142	14.7	1,636,516	318,558	-	110,620	110,546	-	1,096,792	513,299	144,199	439,294	304,674	255,383	214,937	154,000	111,917
31.12.2033	1,129	14.5	1,635,390	318,338	-	109,612	-	-	1,207,439	565,082	132,242	510,116	336,945	275,865	226,898	155,502	108,300
31.12.2034	1,138	14.7	1,664,195	323,946	-	129,157	-	-	1,211,093	566,791	133,774	510,528	321,160	256,826	206,438	135,329	90,323
31.12.2035	1,129	14.5	1,641,725	319,572	-	110,518	-	-	1,211,636	567,046	138,963	505,627	302,930	236,615	185,869	116,547	74,546
31.12.2036	1,142	14.7	1,661,223	323,367	-	109,606	-	-	1,228,249	574,821	144,926	508,503	290,146	221,358	169,933	101,922	62,475
31.12.2037	1,129	14.5	1,644,537	320,119	-	106,723	-	-	1,217,695	569,881	143,892	503,922	273,840	204,060	153,093	87,829	51,594
31.12.2038	1,138	14.7	1,658,777	322,891	-	106,566	-	-	1,229,320	575,322	147,823	506,176	261,966	190,672	139,798	76,715	43,187
31.12.2039	1,129	14.5	1,640,002	319,236	-	131,339	98,937	-	1,090,490	510,349	152,481	427,659	210,792	149,856	107,375	56,361	30,407
31.12.2040	1,142	14.7	1,639,164	319,073	-	111,953	-	-	1,208,138	565,408	143,010	499,720	234,581	162,890	114,062	57,268	29,609
31.12.2041	1,129	14.5	1,637,844	318,816	-	94,595	-	-	1,224,434	573,035	145,004	506,395	226,395	153,550	105,078	50,463	25,003
31.12.2042	1,138	14.7	1,655,050	322,165	-	86,067	-	-	1,246,817	583,511	149,014	514,293	218,977	145,065	97,015	44,565	21,161
31.12.2043	1,129	14.5	1,642,109	319,646	-	83,473	-	-	1,238,990	579,847	149,327	509,816	206,734	133,769	87,428	38,415	17,481
31.12.2044	1,142	14.7	1,660,671	323,260	-	104,195	98,937	-	1,134,279	530,843	158,133	445,304	171,975	108,690	69,422	29,178	12,724
31.12.2045	1,129	14.5	1,642,109	319,646	-	83,549	-	-	1,238,914	579,812	147,042	512,060	188,339	116,264	72,572	29,175	12,193
31.12.2046	1,138	14.7	1,656,031	322,356	-	83,648	110,546	-	1,139,481	533,277	159,030	447,174	156,641	94,448	57,615	22,155	8,873
31.12.2047	1,129	14.5	1,642,352	319,694	-	83,630	-	-	1,239,029	579,865	144,514	514,649	171,693	101,116	60,280	22,172	8,510
31.12.2048	1,142	14.7	1,663,617	323,833	-	83,755	110,546	-	1,145,483	536,086	157,222	452,175	143,667	82,643	48,148	16,940	6,231
31.12.2049	1,129	14.5	1,645,022	320,213	-	104,325	98,937	-	1,121,547	524,884	150,352	446,311	135,052	75,881	43,203	14,539	5,125
31.12.2050	1,138	14.7	1,658,968	322,928	-	83,821	98,937	-	1,153,282	539,736	153,097	460,449	132,695	72,822	40,520	13,043	4,406
31.12.2051	1,129	14.5	1,645,022	320,213	-	83,805	98,937	-	1,142,067	534,487	149,449	458,130	125,740	67,401	36,651	11,285	3,653
31.12.2052	1,142	14.7	1,663,617	323,833	-	83,930	-	-	1,255,853	587,739	139,479	528,635	138,182	72,347	38,447	11,323	3,513
31.12.2053	1,129	14.5	1,645,022	320,213	-	83,896	197,874	-	1,043,039	488,142	156,674	398,222	99,136	50,697	26,329	7,417	2,205
31.12.2054	1,115	14.4	1,624,681	316,254	-	104,461	-	-	1,203,966	563,456	129,717	510,793	121,105	60,492	30,702	8,273	2,357
31.12.2055	1,082	13.9	1,577,129	306,998	-	83,692	-	-	1,186,439	555,254	128,710	502,476	113,460	55,355	27,456	7,077	1,932
31.12.2056	1,051	13.5	1,531,842	298,182	-	83,539	-	-	1,150,120	538,256	125,537	486,327	104,584	49,838	24,158	5,956	1,559
31.12.2057	1,020	13.1	1,486,126	289,283	-	84,511	-	-	1,112,331	520,571	122,185	469,576	96,173	44,764	21,205	5,001	1,254
31.12.2058	991	12.8	1,442,466	280,785	-	86,039	-	-	1,075,642	503,401	118,967	453,275	88,414	40,196	18,608	4,197	1,009
31.12.2059	962	12.4	1,399,828	272,485	-	108,466	-	-	1,018,876	476,834	108,505	433,537	80,537	35,763	16,180	3,491	804
31.12.2060	934	12.0	1,358,420	264,425	-	89,427	-	-	1,004,568	470,138	109,030	425,400	75,262	32,644	14,433	2,979	657
31.12.2061	907	11.7	1,319,571	256,862	-	90,232	-	-	972,476	455,119	107,379	409,979	69,080	29,265	12,645	2,496	528
31.12.2062	881	11.3	1,281,260	249,405	-	89,622	-	64,539	877,695	410,761	111,763	355,171	56,995	23,584	9,959	1,880	381

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																		
רכיבי התזרים																		
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	הכנסות	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%	מהוון ב-20%	
31.12.2063	855	11.0	1,244,229	242,197	-	88,630	-	64,539	848,864	397,268	110,511	341,085	52,128	21,069	8,694	1,570	305	
31.12.2064	70	0.9	101,708	19,798	-	14,797	-	64,539	2,574	1,205	9,234	(7,865)	(1,145)	(452)	(182)	(31)	(6)	
סה"כ	42,537	547.5	60,972,150	11,807,599	-	3,980,264	1,414,746	193,617	43,575,924	19,216,446	5,344,767	19,014,711	8,941,463	6,807,299	5,453,623	3,896,791	3,051,143	

(ו) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²⁷

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	16,218,017	5,296,741	3,841,500	3,024,704	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,174,484	4,390,804	3,198,060	2,521,378
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	20,283,435	5,825,794	4,155,992	3,250,694	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,502,076	4,822,055	3,454,637	2,706,310
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	20,958,062	5,961,609	4,249,927	3,324,136	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,064,536	4,939,511	3,537,476	2,772,069
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	16,981,511	5,523,810	4,002,404	3,150,221	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,410,569	4,159,591	3,032,245	2,390,576
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	21,227,885	6,075,020	4,329,343	3,384,643	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,556,727	4,569,340	3,277,136	2,567,854
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	21,933,659	6,216,801	4,426,774	3,460,191	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,089,948	4,682,101	3,357,152	2,631,669

²⁷ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך 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.

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	17,743,491	5,749,288	4,161,741	3,274,215	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	11,647,946	3,926,695	2,863,993	2,256,863
משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	22,177,994	6,328,011	4,505,529	3,520,670	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	14,613,089	4,316,734	3,099,392	2,428,959
משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	22,913,169	6,474,762	4,606,000	3,598,319	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,112,972	4,421,630	3,173,722	2,488,213

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	14,867,753	5,251,215	3,836,117	3,027,255	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	13,141,769	4,380,709	3,190,762	2,515,591
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	18,488,206	5,780,426	4,152,620	3,254,344	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,461,975	4,811,010	3,446,800	2,700,157
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	19,112,257	5,916,185	4,246,742	3,327,900	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,023,220	4,928,265	3,529,515	2,765,827
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	14,884,177	5,440,411	3,989,344	3,152,419	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,361,439	4,144,343	3,021,184	2,381,777
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	18,538,236	5,998,575	4,321,680	3,389,329	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	15,496,541	4,552,672	3,265,268	2,558,506
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	19,096,527	6,138,394	4,419,114	3,465,020	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,027,861	4,665,097	3,345,073	2,622,172

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ²⁸					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	14,989,377	5,626,774	4,139,714	3,275,385	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	11,585,268	3,908,726	2,851,433	2,247,174
משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	18,507,103	6,210,775	4,490,631	3,525,478	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	14,532,875	4,294,399	3,083,426	2,416,340
משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	19,133,174	6,354,538	4,588,269	3,599,998	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	15,030,248	4,398,861	3,157,487	2,475,405

²⁸ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן 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 מעדכון מיפוי ומודל המאגר, בהתבסס, בין היתר, על עיבוד מחדש של הסקרים הסייסמים ועל נתוני הפקה. כמו כן, בשנת 2024 הופקו כ- 400 BCF גז טבעי וכ- 921 אלף חביות קונדנסט.

בטבלה להלן מוצגים ההבדלים העיקריים בין האומדנים הנוכחיים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם:

הפרש בין האומדנים על-פי דוח המשאבים לבין האומדנים שנכללו בדוח המשאבים הקודם (במונחי BCF ו- 100% בנכס הנפט)			קטגוריית עתודות/משאבים
3C/3P	2C/2P	1C/1P	
153.0	-337.4	-355.6	עתודות
379.2	780.4	7.3	משאבים מותנים - שלב 1א' (Phase I – First Stage)
-48.1	-1,423.8	0.0	משאבים מותנים - פיתוחים עתידיים (Future Development)
400.3	400.3	400.3	כמויות שהופקו
884.3	-580.6	52.0	סה"כ עתודות + משאבים מותנים + כמויות שהופקו

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי וקונדנסט בשנים 2023 ו-2024 בפרויקט לווייתן: 31,30,29

שנת 2024		רבעון 4 2024		שנת 2023		
קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	גז טבעי		
254.55	179,395.53	61.69	43,831.83	175,605.33		סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי ובאלפי חביות לקונדנסט, לפי העניין)
65.87	6.24	61.63	5.94	6.23		מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
6.96	0.66	6.45	0.62	0.67		המדינה
1.67	0.16	1.55	0.15	0.16		צדדים שלישיים
0.84	0.08	0.77	0.07	0.08		בעלי עניין
5.71	0.93	6.01	0.92	0.84		עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין) ^{33,32}
50.69	4.41	46.85	4.18	4.48		תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
2.61		0.64		2.49		שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %)

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2024, וכן מצורפת **כנספח א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 4 בפברואר, 2025 ;
- (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 ;

²⁹ 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.

³⁰ הנתונים המובאים בטבלה ביחס להפקת הקונדנסט, אינם כוללים כמויות נוספות של קונדנסט אשר הופקו ללא תמורה. העלויות וההוצאות בקשר עם הכמויות הנוספות של הקונדנסט כאמור יוחסו לעלויות הפקת הגז הטבעי.

³¹ יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2024 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

³² הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

³³ עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של גז טבעי כוללות עלויות בגין חולכת הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'ז אל נקודת הקבלה של EMG באשקלון, אל נקודת הקבלה בגבול ירדן, וכן עלויות חולכה באמצעות מערכת ההולכה האזורית אל נקודת המסירה בעקבה שבירדן, וזאת לצורך אספקת הגז למצרים, בסך של כ- 153.9 מיליון דולר, כ- 158.5 מיליון דולר וכ- 33.2 מיליון דולר (100%), בשנת 2023, בשנת 2024 וברבעון הרביעי של שנת 2024, בהתאמה. כמו כן, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של קונדנסט כוללות עלויות בגין חולכת הקונדנסט באמצעות צנרת קו צינור אירופה אסיה (קצא"א), בסך של כ- 1.8 מיליון דולר וכ- 0.4 מיליון דולר (100%), בשנת 2024 וברבעון הרביעי של שנת 2024, בהתאמה.

(6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;

(7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) 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 אבן, מנכ"ל

וצבי קרץ', סמנכ"ל אקספלורציה

February 4, 2025

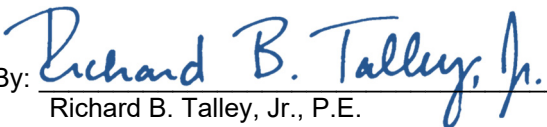
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) to use our report dated February 4, 2025, 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, 2024, to the NewMed interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The February 4 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2024, to the NewMed interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 

Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

JRC: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, 2024

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

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

February 4, 2025

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, 2024, 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, 2024, 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 December 31, 2024, exchange rate was 3.64 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, 2024, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,116.6	5,947.0	28.9	13.1
Probable	1,717.4	778.7	3.8	1.7
Proved + Probable (2P)	14,834.0	6,725.7	32.6	14.8
Possible	1,174.8	532.7	2.6	1.2
Proved + Probable + Possible (3P)	16,008.8	7,258.4	35.2	16.0

Totals may not add because of rounding.

February 4, 2025

Page 2 of 6

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, 2024, 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)	12,975.3	6,978.7	4,601.4	3,419.6	2,728.9
Probable	1,794.4	662.1	349.2	236.8	184.8
Proved + Probable (2P)	14,769.7	7,640.8	4,950.7	3,656.4	2,913.7
Possible	1,247.9	446.8	213.3	127.2	88.4
Proved + Probable + Possible (3P)	16,017.6	8,087.5	5,163.9	3,783.7	3,002.2

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, 2024, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

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

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

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon 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 without significant upgrades to the production system. The Future Development contingent resources may require upgrades to the production system and additional or accelerated drilling relative to 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

February 4, 2025

Page 3 of 6

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, 2024, 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 ⁽¹⁾	2,057.6	3,922.7	3,326.2	4.5	8.6	7.3
Future Development	0.0	1,736.7	7,551.9	0.0	3.8	16.6
Total	2,057.6	5,659.4	10,878.1	4.5	12.5	23.9

Totals may not add because of rounding.

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

We estimate the NewMed working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2024, 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 ⁽¹⁾	932.9	1,778.6	1,508.1	2.1	3.9	3.3
Future Development	0.0	787.4	3,424.0	0.0	1.7	7.5
Total	932.9	2,566.0	4,932.1	2.1	5.6	10.9

Totals may not add because of rounding.

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

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, 2024, 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)	1,717.4	624.3	240.5	98.9	43.1
Best Estimate (2C)	3,625.2	1,070.5	376.2	151.9	67.8
High Estimate (3C)	2,997.2	853.9	289.7	113.1	49.0

February 4, 2025
Page 4 of 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 price parameters specified by NewMed. Gas prices are based on NewMed's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation 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 these Brent Crude prices and are adjusted for quality and market differentials. The forecasted Brent Crude prices are escalated on January 1 of each year through December 31, 2034, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by NewMed.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses of NewMed are not included. 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 a third gathering line, regional midstream infrastructure, 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.

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.

February 4, 2025
Page 5 of 6

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.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2024, 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, the operator of the properties; 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.

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.

February 4, 2025
Page 6 of 6

This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. 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,

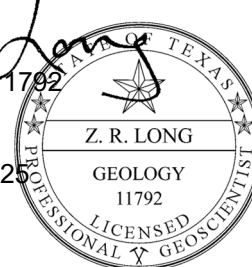
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By: *J.R. Cliver*
John R. Cliver P.E. 107216
Senior Vice President
Date Signed: February 4, 2025
JRC:MDK



By: *Zach Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: February 4, 2025



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 Resources.

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.

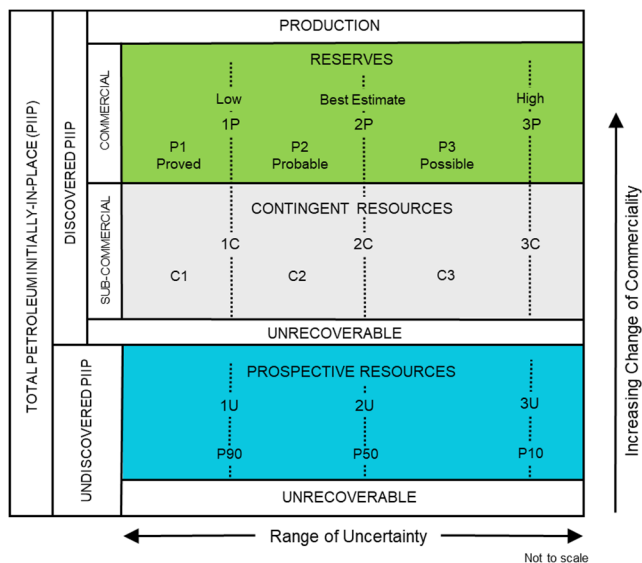


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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).

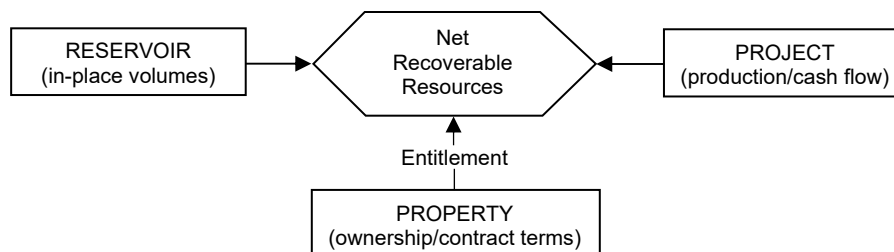


Figure 1.2—Resources evaluation

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality 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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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.

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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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 commercial 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 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

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, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,062.9	117.6	14.1	28.2	159.9	282.3	0.0	142.0	478.7
12-31-2026	1,278.4	141.4	59.4	33.9	234.7	83.7	0.0	135.6	824.4
12-31-2027	1,337.4	147.9	76.9	35.5	260.3	22.9	0.0	151.3	902.8
12-31-2028	1,389.6	153.7	79.9	36.9	270.5	0.0	0.0	114.0	1,005.1
12-31-2029	1,391.8	153.9	80.0	36.9	270.9	1.6	0.0	134.3	985.0
12-31-2030	1,419.8	157.0	81.7	37.7	276.4	0.0	0.0	113.8	1,029.6
12-31-2031	1,431.7	158.3	82.3	38.0	278.7	0.0	0.0	111.8	1,041.2
12-31-2032	1,470.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	111.3	1,073.2
12-31-2033	1,469.8	162.6	84.5	39.0	286.1	0.0	0.0	110.4	1,073.3
12-31-2034	1,496.1	165.5	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	129.5	1,075.3
12-31-2035	1,453.4	160.7	83.6	38.6	282.9	0.0	0.0	111.6	1,058.9
12-31-2036	1,407.2	155.6	80.9	37.4	273.9	0.0	0.0	108.4	1,024.9
12-31-2037	1,362.4	150.7	78.4	36.2	265.2	0.0	0.0	104.4	992.8
12-31-2038	1,318.7	145.8	75.8	35.0	256.7	0.0	0.0	102.4	959.6
12-31-2039	1,270.1	140.5	73.0	33.7	247.2	0.0	0.0	126.8	896.1
Subtotal	20,560.0	2,273.9	1,121.3	545.7	3,941.0	390.6	0.0	1,807.6	14,421.0
Remaining	20,563.8	2,274.4	1,182.7	545.8	4,002.9	0.0	109.3	2,052.9	14,398.7
Total	41,123.8	4,548.3	2,304.0	1,091.6	7,943.8	390.6	109.3	3,860.5	28,819.7

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	478.7	23.0	116.3	362.4	353.6	345.5	337.9	330.8
12-31-2026	0.0	0.0	824.4	23.0	146.4	678.0	630.2	587.7	549.8	515.8
12-31-2027	11.3	102.2	800.6	23.0	126.7	673.9	596.5	531.0	475.2	427.2
12-31-2028	30.2	303.6	701.4	23.0	96.7	604.8	509.8	433.2	370.8	319.5
12-31-2029	38.8	381.9	603.1	23.0	110.6	492.5	395.4	320.7	262.6	216.8
12-31-2030	45.4	467.4	562.2	23.0	114.9	447.3	342.0	264.8	207.4	164.1
12-31-2031	46.8	487.3	553.9	23.0	113.4	440.5	320.8	237.1	177.6	134.7
12-31-2032	46.8	502.3	571.0	23.0	117.2	453.8	314.7	222.0	159.1	115.6
12-31-2033	46.8	502.3	571.0	23.0	118.4	452.6	299.0	201.3	138.0	96.1
12-31-2034	46.8	503.2	572.1	23.0	119.7	452.4	284.6	182.9	119.9	80.0
12-31-2035	46.8	495.6	563.4	23.0	122.8	440.5	263.9	161.9	101.5	64.9
12-31-2036	46.8	479.6	545.2	23.0	122.6	422.6	241.2	141.2	84.7	51.9
12-31-2037	46.8	464.6	528.2	23.0	118.9	409.2	222.4	124.3	71.3	41.9
12-31-2038	46.8	449.1	510.5	23.0	117.4	393.2	203.5	108.6	59.6	33.5
12-31-2039	46.8	419.4	476.7	23.0	109.6	367.1	180.9	92.2	48.4	26.1
Subtotal		5,558.6	8,862.4		1,771.4	7,090.9	5,158.6	3,954.7	3,163.8	2,619.1
Remaining		6,745.0	7,653.7		1,769.3	5,884.4	1,820.1	646.8	255.8	109.8
Total		12,303.6	16,516.0		3,540.8	12,975.3	6,978.7	4,601.4	3,419.6	2,728.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	55.7	6.2	0.7	1.5	8.4	0.0	0.0	2.4	45.0
12-31-2026	114.4	12.7	10.4	3.0	26.1	0.0	0.0	0.9	87.3
12-31-2027	121.3	13.4	7.0	3.2	23.6	0.0	0.0	0.3	97.4
12-31-2028	124.5	13.8	7.2	3.3	24.2	0.0	0.0	1.4	98.9
12-31-2029	124.6	13.8	7.2	3.3	24.2	0.0	0.0	1.3	99.0
12-31-2030	126.9	14.0	7.3	3.4	24.7	0.0	0.0	1.3	100.9
12-31-2031	127.7	14.1	7.3	3.4	24.8	0.0	0.0	1.2	101.6
12-31-2032	78.2	8.6	4.5	2.1	15.2	0.0	0.0	-0.5	63.5
12-31-2033	62.3	6.9	3.6	1.7	12.1	0.0	0.0	-1.1	51.2
12-31-2034	17.2	1.9	1.0	0.5	3.3	0.0	0.0	-2.4	16.2
12-31-2035	18.4	2.0	1.1	0.5	3.6	0.0	0.0	-3.1	18.0
12-31-2036	33.8	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-2.6	29.9
12-31-2037	49.2	5.4	2.8	1.3	9.6	0.0	0.0	-2.0	41.6
12-31-2038	62.4	6.9	3.6	1.7	12.1	0.0	0.0	-1.5	51.8
12-31-2039	76.8	8.5	4.4	2.0	15.0	0.0	0.0	-1.5	63.3
Subtotal	1,193.4	132.0	70.0	31.7	233.7	0.0	0.0	-5.9	965.6
Remaining	4,264.3	471.6	245.3	113.2	830.1	0.0	0.0	17.0	3,417.2
Total	5,457.8	603.6	315.3	144.9	1,063.8	0.0	0.0	11.1	4,382.8

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	45.0	23.0	10.3	34.6	33.8	33.0	32.3	31.6
12-31-2026	0.0	0.0	87.3	23.0	20.1	67.2	62.5	58.3	54.5	51.2
12-31-2027	16.1	58.5	38.9	23.0	8.9	29.9	26.5	23.6	21.1	19.0
12-31-2028	33.1	61.6	37.3	23.0	8.6	28.8	24.2	20.6	17.6	15.2
12-31-2029	42.0	73.9	25.2	23.0	5.8	19.4	15.6	12.6	10.3	8.5
12-31-2030	46.7	61.1	39.8	23.0	9.2	30.7	23.5	18.2	14.2	11.3
12-31-2031	46.8	47.5	54.0	23.0	12.4	41.6	30.3	22.4	16.8	12.7
12-31-2032	46.8	29.7	33.8	23.0	7.8	26.0	18.0	12.7	9.1	6.6
12-31-2033	46.8	24.0	27.3	23.0	6.3	21.0	13.9	9.3	6.4	4.5
12-31-2034	46.8	7.6	8.6	23.0	2.0	6.6	4.2	2.7	1.8	1.2
12-31-2035	46.8	8.4	9.6	23.0	2.2	7.4	4.4	2.7	1.7	1.1
12-31-2036	46.8	14.0	15.9	23.0	3.7	12.2	7.0	4.1	2.5	1.5
12-31-2037	46.8	19.5	22.1	23.0	5.1	17.0	9.3	5.2	3.0	1.7
12-31-2038	46.8	24.2	27.5	23.0	6.3	21.2	11.0	5.9	3.2	1.8
12-31-2039	46.8	29.6	33.7	23.0	7.8	25.9	12.8	6.5	3.4	1.8
Subtotal		459.6	506.0		116.4	389.7	296.8	237.7	197.9	169.7
Remaining		1,592.8	1,824.4		419.6	1,404.8	365.2	111.5	38.9	15.2
Total		2,052.4	2,330.4		536.0	1,794.4	662.1	349.2	236.8	184.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,118.6	123.7	14.8	29.7	168.3	282.3	0.0	144.3	523.7
12-31-2026	1,392.8	154.0	69.8	37.0	260.8	83.7	0.0	136.5	911.7
12-31-2027	1,458.7	161.3	83.9	38.7	283.9	22.9	0.0	151.6	1,000.2
12-31-2028	1,514.0	167.5	87.1	40.2	294.7	0.0	0.0	115.4	1,103.9
12-31-2029	1,516.3	167.7	87.2	40.2	295.2	1.6	0.0	135.6	1,084.0
12-31-2030	1,546.7	171.1	89.0	41.1	301.1	0.0	0.0	115.2	1,130.5
12-31-2031	1,559.4	172.5	89.7	41.4	303.5	0.0	0.0	113.1	1,142.8
12-31-2032	1,549.0	171.3	89.1	41.1	301.5	0.0	0.0	110.8	1,136.7
12-31-2033	1,532.1	169.4	88.1	40.7	298.2	0.0	0.0	109.3	1,124.6
12-31-2034	1,513.2	167.4	87.0	40.2	294.6	0.0	0.0	127.1	1,091.5
12-31-2035	1,471.9	162.8	84.7	39.1	286.5	0.0	0.0	108.4	1,076.9
12-31-2036	1,441.0	159.4	82.9	38.3	280.5	0.0	0.0	105.8	1,054.7
12-31-2037	1,411.6	156.1	81.2	37.5	274.8	0.0	0.0	102.4	1,034.4
12-31-2038	1,381.1	152.7	79.4	36.7	268.8	0.0	0.0	100.8	1,011.4
12-31-2039	1,347.0	149.0	77.5	35.8	262.2	0.0	0.0	125.3	959.4
Subtotal	21,753.5	2,405.9	1,191.3	577.4	4,174.7	390.6	0.0	1,801.7	15,386.6
Remaining	24,828.1	2,746.0	1,427.9	659.0	4,832.9	0.0	109.3	2,069.9	17,815.9
Total	46,581.6	5,151.9	2,619.2	1,236.5	9,007.6	390.6	109.3	3,871.6	33,202.5

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	523.7	23.0	126.7	397.0	387.4	378.5	370.2	362.4
12-31-2026	0.0	0.0	911.7	23.0	166.4	745.3	692.7	646.0	604.3	567.0
12-31-2027	16.1	160.8	839.5	23.0	135.6	703.9	623.0	554.6	496.3	446.2
12-31-2028	33.1	365.2	738.8	23.0	105.2	633.5	534.1	453.8	388.4	334.7
12-31-2029	42.0	455.8	628.2	23.0	116.4	511.9	411.0	333.3	272.9	225.3
12-31-2030	46.7	528.5	602.0	23.0	124.1	478.0	365.5	283.0	221.6	175.3
12-31-2031	46.8	534.8	607.9	23.0	125.8	482.1	351.1	259.5	194.4	147.4
12-31-2032	46.8	532.0	604.7	23.0	124.9	479.8	332.8	234.8	168.2	122.2
12-31-2033	46.8	526.3	598.3	23.0	124.6	473.6	312.8	210.7	144.4	100.6
12-31-2034	46.8	510.8	580.7	23.0	121.7	459.0	288.8	185.6	121.7	81.2
12-31-2035	46.8	504.0	572.9	23.0	125.0	447.9	268.3	164.6	103.2	66.0
12-31-2036	46.8	493.6	561.1	23.0	126.2	434.9	248.1	145.3	87.2	53.4
12-31-2037	46.8	484.1	550.3	23.0	124.0	426.3	231.6	129.5	74.3	43.6
12-31-2038	46.8	473.3	538.1	23.0	123.7	414.4	214.5	114.4	62.8	35.4
12-31-2039	46.8	449.0	510.4	23.0	117.4	393.1	193.7	98.7	51.8	27.9
Subtotal		6,018.2	9,368.4		1,887.8	7,480.6	5,455.5	4,192.4	3,361.7	2,788.7
Remaining		8,337.9	9,478.1		2,188.9	7,289.1	2,185.3	758.2	294.7	125.0
Total		14,356.0	18,846.5		4,076.8	14,769.7	7,640.8	4,950.7	3,656.4	2,913.7

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	22.9	2.5	0.3	0.6	3.4	0.0	0.0	-1.4	20.8
12-31-2026	30.7	3.4	1.5	0.8	5.7	0.0	0.0	-5.6	30.5
12-31-2027	33.9	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-8.6	35.9
12-31-2028	32.3	3.6	1.9	0.9	6.3	0.0	0.0	-2.0	28.0
12-31-2029	32.5	3.6	1.9	0.9	6.3	0.0	0.0	-2.0	28.2
12-31-2030	33.2	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	-2.0	28.8
12-31-2031	33.8	3.7	1.9	0.9	6.6	0.0	0.0	-2.0	29.2
12-31-2032	56.5	6.3	3.3	1.5	11.0	0.0	0.0	-1.2	46.7
12-31-2033	61.5	6.8	3.5	1.6	12.0	0.0	0.0	-1.1	50.6
12-31-2034	67.5	7.5	3.9	1.8	13.1	0.0	0.0	-0.7	55.1
12-31-2035	72.4	8.0	4.2	1.9	14.1	0.0	0.0	-1.3	59.6
12-31-2036	77.9	8.6	4.5	2.1	15.2	0.0	0.0	-1.1	63.9
12-31-2037	82.4	9.1	4.7	2.2	16.0	0.0	0.0	-0.8	67.1
12-31-2038	86.9	9.6	5.0	2.3	16.9	0.0	0.0	-0.7	70.6
12-31-2039	90.4	10.0	5.2	2.4	17.6	0.0	0.0	-1.0	73.8
Subtotal	814.7	90.1	45.6	21.6	157.4	0.0	0.0	-31.4	688.8
Remaining	2,956.9	327.0	170.1	78.5	575.6	0.0	0.0	13.2	2,368.1
Total	3,771.6	417.1	215.7	100.1	732.9	0.0	0.0	-18.1	3,056.9

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	20.8	23.0	4.8	16.0	15.6	15.3	14.9	14.6
12-31-2026	0.0	0.0	30.5	23.0	7.0	23.5	21.9	20.4	19.1	17.9
12-31-2027	18.3	29.4	6.5	23.0	1.5	5.0	4.4	3.9	3.5	3.2
12-31-2028	34.0	20.0	8.0	23.0	1.8	6.2	5.2	4.4	3.8	3.3
12-31-2029	43.0	22.8	5.4	23.0	1.2	4.2	3.4	2.7	2.2	1.8
12-31-2030	46.8	14.1	14.7	23.0	3.4	11.3	8.7	6.7	5.3	4.2
12-31-2031	46.8	13.7	15.5	23.0	3.6	12.0	8.7	6.4	4.8	3.7
12-31-2032	46.8	21.9	24.8	23.0	5.7	19.1	13.3	9.4	6.7	4.9
12-31-2033	46.8	23.7	26.9	23.0	6.2	20.7	13.7	9.2	6.3	4.4
12-31-2034	46.8	25.8	29.3	23.0	6.7	22.6	14.2	9.1	6.0	4.0
12-31-2035	46.8	27.9	31.7	23.0	7.3	24.4	14.6	9.0	5.6	3.6
12-31-2036	46.8	29.9	34.0	23.0	7.8	26.2	14.9	8.7	5.2	3.2
12-31-2037	46.8	31.4	35.7	23.0	8.2	27.5	14.9	8.3	4.8	2.8
12-31-2038	46.8	33.1	37.6	23.0	8.6	28.9	15.0	8.0	4.4	2.5
12-31-2039	46.8	34.5	39.2	23.0	9.0	30.2	14.9	7.6	4.0	2.1
Subtotal		328.0	360.8		83.0	277.8	183.4	129.2	96.6	76.1
Remaining		1,108.3	1,259.8		289.8	970.1	263.4	84.0	30.6	12.3
Total		1,436.3	1,620.6		372.7	1,247.9	446.8	213.3	127.2	88.4

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,141.5	126.3	15.2	30.3	171.7	282.3	0.0	143.0	544.5
12-31-2026	1,423.5	157.4	71.4	37.8	266.6	83.7	0.0	130.9	942.3
12-31-2027	1,492.6	165.1	85.8	39.6	290.5	22.9	0.0	143.1	1,036.1
12-31-2028	1,546.4	171.0	88.9	41.0	301.0	0.0	0.0	113.4	1,132.0
12-31-2029	1,548.9	171.3	89.1	41.1	301.5	1.6	0.0	133.6	1,112.2
12-31-2030	1,580.0	174.7	90.9	41.9	307.6	0.0	0.0	113.1	1,159.3
12-31-2031	1,593.1	176.2	91.6	42.3	310.1	0.0	0.0	111.1	1,172.0
12-31-2032	1,605.5	177.6	92.3	42.6	312.5	0.0	0.0	109.6	1,183.4
12-31-2033	1,593.6	176.3	91.7	42.3	310.2	0.0	0.0	108.2	1,175.2
12-31-2034	1,580.7	174.8	90.9	42.0	307.7	0.0	0.0	126.4	1,146.6
12-31-2035	1,544.2	170.8	88.8	41.0	300.6	0.0	0.0	107.2	1,136.5
12-31-2036	1,519.0	168.0	87.4	40.3	295.7	0.0	0.0	104.7	1,118.6
12-31-2037	1,493.9	165.2	85.9	39.7	290.8	0.0	0.0	101.6	1,101.5
12-31-2038	1,467.9	162.4	84.4	39.0	285.7	0.0	0.0	100.2	1,082.0
12-31-2039	1,437.4	159.0	82.7	38.2	279.8	0.0	0.0	124.4	1,033.2
Subtotal	22,568.2	2,496.0	1,236.9	599.1	4,332.0	390.6	0.0	1,770.3	16,075.4
Remaining	27,785.0	3,073.0	1,598.0	737.5	5,408.5	0.0	109.3	2,083.2	20,184.0
Total	50,353.2	5,569.1	2,834.9	1,336.6	9,740.6	390.6	109.3	3,853.4	36,259.4

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	544.5	23.0	131.5	413.0	403.1	393.8	385.1	377.0
12-31-2026	0.0	0.0	942.3	23.0	173.5	768.8	714.5	666.4	623.4	584.8
12-31-2027	18.3	190.1	846.0	23.0	137.1	708.9	627.5	558.6	499.8	449.4
12-31-2028	34.0	385.2	746.8	23.0	107.1	639.7	539.3	458.3	392.2	337.9
12-31-2029	43.0	478.6	633.6	23.0	117.6	516.0	414.3	336.1	275.1	227.2
12-31-2030	46.8	542.6	616.8	23.0	127.5	489.3	374.1	289.7	226.8	179.5
12-31-2031	46.8	548.5	623.5	23.0	129.4	494.1	359.8	265.9	199.2	151.1
12-31-2032	46.8	553.8	629.6	23.0	130.6	498.9	346.0	244.1	174.9	127.1
12-31-2033	46.8	550.0	625.2	23.0	130.8	494.4	326.5	219.9	150.7	105.0
12-31-2034	46.8	536.6	610.0	23.0	128.4	481.6	302.9	194.7	127.7	85.2
12-31-2035	46.8	531.9	604.6	23.0	132.3	472.3	283.0	173.6	108.9	69.6
12-31-2036	46.8	523.5	595.1	23.0	134.1	461.0	263.1	154.1	92.4	56.6
12-31-2037	46.8	515.5	586.0	23.0	132.2	453.8	246.6	137.9	79.1	46.5
12-31-2038	46.8	506.4	575.6	23.0	132.3	443.3	229.4	122.4	67.2	37.8
12-31-2039	46.8	483.5	549.7	23.0	126.4	423.3	208.6	106.3	55.8	30.1
Subtotal		6,346.2	9,729.2		1,970.8	7,758.4	5,638.8	4,321.7	3,458.4	2,864.8
Remaining		9,446.1	10,737.9		2,478.7	8,259.2	2,448.7	842.3	325.3	137.3
Total		15,792.3	20,467.1		4,449.5	16,017.6	8,087.5	5,163.9	3,783.7	3,002.2

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2024 ⁽²⁾	180.8	6.28	0.90	0.93	4.45	2.6
2023	175.6	6.23	0.91	0.84	4.48	2.5
2022	182.2	6.28	0.94	0.73	4.61	3.0

Note: Values in this table have been provided by NewMed; these values are based on historical data since January 2022 and include condensate production, revenue, and costs beginning in 2024.

⁽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 2024 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, 2024

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\$)				
12-31-2025	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	20.8	2.3	1.2	0.6	4.0	110.5	0.0	0.7	-94.5
12-31-2036	84.6	9.4	4.9	2.2	16.5	0.0	0.0	2.9	65.2
12-31-2037	114.7	12.7	6.6	3.0	22.3	0.0	0.0	4.0	88.4
12-31-2038	171.2	18.9	9.8	4.5	33.3	0.0	0.0	5.9	131.9
12-31-2039	201.9	22.3	11.6	5.4	39.3	0.0	0.0	10.7	151.9
Subtotal	593.1	65.6	34.1	15.7	115.5	110.5	0.0	24.2	342.9
Remaining	5,980.9	661.5	344.0	158.8	1,164.2	814.7	75.9	43.0	3,883.0
Total	6,574.0	727.1	378.1	174.5	1,279.7	925.3	75.9	67.2	4,225.9

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	11.3	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	30.2	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	38.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	45.4	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	46.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	46.8	-44.2	-50.3	23.0	12.6	-62.9	-37.7	-23.1	-14.5	-9.3
12-31-2036	46.8	30.5	34.7	23.0	5.4	29.3	16.7	9.8	5.9	3.6
12-31-2037	46.8	41.4	47.0	23.0	8.3	38.8	21.1	11.8	6.8	4.0
12-31-2038	46.8	61.7	70.2	23.0	13.6	56.6	29.3	15.6	8.6	4.8
12-31-2039	46.8	71.1	80.8	23.0	16.0	64.8	31.9	16.3	8.5	4.6
Subtotal		160.5	182.4		55.9	126.5	61.3	30.3	15.2	7.7
Remaining		1,832.4	2,050.6		459.7	1,590.9	563.0	210.2	83.6	35.4
Total		1,992.9	2,233.0		515.6	1,717.4	624.3	240.5	98.9	43.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.5	0.0	0.0	-110.5
12-31-2032	52.5	5.8	3.0	1.4	10.2	0.0	0.0	1.8	40.5
12-31-2033	68.4	7.6	3.9	1.8	13.3	0.0	0.0	2.3	52.8
12-31-2034	115.6	12.8	6.6	3.1	22.5	0.0	0.0	3.8	89.3
12-31-2035	134.4	14.9	7.7	3.6	26.2	0.0	0.0	4.6	103.6
12-31-2036	184.3	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	6.4	142.1
12-31-2037	197.5	21.8	11.4	5.2	38.5	0.0	0.0	6.8	152.3
12-31-2038	241.9	26.8	13.9	6.4	47.1	0.0	0.0	8.3	186.6
12-31-2039	257.4	28.5	14.8	6.8	50.1	0.0	0.0	8.9	198.4
Subtotal	1,252.0	138.5	72.0	33.2	243.7	110.5	0.0	42.9	854.9
Remaining	11,278.6	1,247.4	648.7	299.4	2,195.4	913.7	84.3	82.3	8,002.9
Total	12,530.6	1,385.9	720.7	332.6	2,439.2	1,024.2	84.3	125.2	8,857.7

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	16.1	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	33.1	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	42.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	46.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	46.8	-51.7	-58.8	23.0	10.6	-69.4	-50.6	-37.4	-28.0	-21.2
12-31-2032	46.8	19.0	21.5	23.0	2.4	19.1	13.3	9.4	6.7	4.9
12-31-2033	46.8	24.7	28.1	23.0	3.9	24.2	16.0	10.7	7.4	5.1
12-31-2034	46.8	41.8	47.5	23.0	8.4	39.1	24.6	15.8	10.4	6.9
12-31-2035	46.8	48.5	55.1	23.0	10.1	45.0	26.9	16.5	10.4	6.6
12-31-2036	46.8	66.5	75.6	23.0	14.8	60.7	34.7	20.3	12.2	7.5
12-31-2037	46.8	71.3	81.0	23.0	16.1	64.9	35.3	19.7	11.3	6.6
12-31-2038	46.8	87.3	99.3	23.0	20.3	79.0	40.9	21.8	12.0	6.7
12-31-2039	46.8	92.8	105.5	23.0	21.7	83.8	41.3	21.0	11.0	6.0
Subtotal		400.1	454.8		108.4	346.4	182.3	98.0	53.3	29.1
Remaining		3,749.6	4,253.3		974.4	3,278.8	888.1	278.3	98.6	38.7
Total		4,149.7	4,708.1		1,082.9	3,625.2	1,070.5	376.2	151.9	67.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	31.0	3.4	1.8	0.8	6.0	110.5	0.0	1.0	-86.6
12-31-2033	41.8	4.6	2.4	1.1	8.1	0.0	0.0	1.4	32.2
12-31-2034	83.5	9.2	4.8	2.2	16.2	0.0	0.0	2.8	64.5
12-31-2035	97.5	10.8	5.6	2.6	19.0	0.0	0.0	3.4	75.2
12-31-2036	142.3	15.7	8.2	3.8	27.7	0.0	0.0	4.9	109.7
12-31-2037	150.6	16.7	8.7	4.0	29.3	0.0	0.0	5.1	116.2
12-31-2038	190.8	21.1	11.0	5.1	37.1	0.0	0.0	6.4	147.3
12-31-2039	202.6	22.4	11.7	5.4	39.4	98.9	0.0	7.0	57.3
Subtotal	940.1	104.0	54.1	25.0	183.0	209.5	0.0	31.9	515.7
Remaining	9,678.9	1,070.5	556.7	256.9	1,884.1	814.7	84.3	94.9	6,800.9
Total	10,618.9	1,174.5	610.7	281.9	2,067.0	1,024.2	84.3	126.8	7,316.6

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	18.3	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	34.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	43.0	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	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	46.8	-40.5	-46.1	23.0	13.6	-59.6	-41.4	-29.2	-20.9	-15.2
12-31-2033	46.8	15.1	17.2	23.0	1.4	15.8	10.4	7.0	4.8	3.3
12-31-2034	46.8	30.2	34.3	23.0	5.3	28.9	18.2	11.7	7.7	5.1
12-31-2035	46.8	35.2	40.0	23.0	6.7	33.3	20.0	12.3	7.7	4.9
12-31-2036	46.8	51.3	58.3	23.0	10.9	47.5	27.1	15.9	9.5	5.8
12-31-2037	46.8	54.4	61.8	23.0	11.7	50.2	27.3	15.2	8.7	5.1
12-31-2038	46.8	68.9	78.4	23.0	15.5	62.9	32.5	17.4	9.5	5.4
12-31-2039	46.8	26.8	30.5	23.0	26.1	4.4	2.2	1.1	0.6	0.3
Subtotal		241.3	274.3		91.1	183.3	96.3	51.3	27.6	14.8
Remaining		3,182.8	3,618.1		804.2	2,813.9	757.7	238.3	85.5	34.1
Total		3,424.1	3,892.4		895.3	2,997.2	853.9	289.7	113.1	49.0

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

Reservoir	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	10,124,586	10,985,488	11,762,406	75,579	79,624	83,312	134	138	141	0.75	0.81	0.84
B Sand	2,762,597	3,049,025	3,375,025	37,233	40,319	46,377	74	76	73	0.37	0.42	0.48
BC Sand	1,329,794	1,513,503	1,699,234	26,424	29,403	32,411	50	51	52	0.13	0.14	0.15
C Sand	1,800,039	2,180,388	2,644,385	18,422	20,927	24,844	98	104	106	0.71	0.75	0.78

Reservoir	Porosity ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.24	0.23	0.23	0.73	0.76	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.23	0.68	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
BC Sand	0.24	0.24	0.23	0.66	0.68	0.71	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.23	0.23	0.74	0.77	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 Sand results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low and best estimate cases.

⁽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 (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,062.9	117.6	14.1	28.2	159.9	282.3	0.0	142.0	478.7
12-31-2026	1,278.4	141.4	59.4	33.9	234.7	83.7	0.0	135.6	824.4
12-31-2027	1,337.4	147.9	76.9	35.5	260.3	22.9	0.0	151.3	902.8
12-31-2028	1,389.6	153.7	79.9	36.9	270.5	0.0	0.0	114.0	1,005.1
12-31-2029	1,391.8	153.9	80.0	36.9	270.9	1.6	0.0	134.3	985.0
12-31-2030	1,419.8	157.0	81.7	37.7	276.4	0.0	0.0	113.8	1,029.6
12-31-2031	1,431.7	158.3	82.3	38.0	278.7	0.0	0.0	111.8	1,041.2
12-31-2032	1,470.8	162.7	84.6	39.0	286.3	0.0	0.0	111.3	1,073.2
12-31-2033	1,469.8	162.6	84.5	39.0	286.1	0.0	0.0	110.4	1,073.3
12-31-2034	1,496.1	165.5	86.0	39.7	291.2	0.0	0.0	129.5	1,075.3
12-31-2035	1,474.2	163.0	84.8	39.1	287.0	110.5	0.0	112.3	964.4
12-31-2036	1,491.8	165.0	85.8	39.6	290.4	0.0	0.0	111.3	1,090.1
12-31-2037	1,477.1	163.4	84.9	39.2	287.5	0.0	0.0	108.4	1,081.2
12-31-2038	1,489.9	164.8	85.7	39.5	290.0	0.0	0.0	108.3	1,091.6
12-31-2039	1,472.0	162.8	84.7	39.1	286.5	0.0	0.0	137.5	1,048.0
Subtotal	21,153.2	2,339.5	1,155.4	561.5	4,056.4	501.1	0.0	1,831.7	14,763.9
Remaining	26,544.6	2,935.8	1,526.6	704.6	5,167.1	814.7	185.2	2,095.9	18,281.7
Total	47,697.8	5,275.4	2,682.0	1,266.1	9,223.5	1,315.8	185.2	3,927.7	33,045.6

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	478.7	23.0	116.3	362.4	353.6	345.5	337.9	330.8
12-31-2026	0.0	0.0	824.4	23.0	146.4	678.0	630.2	587.7	549.8	515.8
12-31-2027	11.3	102.2	800.6	23.0	126.7	673.9	596.5	531.0	475.2	427.2
12-31-2028	30.2	303.6	701.4	23.0	96.7	604.8	509.8	433.2	370.8	319.5
12-31-2029	38.8	381.9	603.1	23.0	110.6	492.5	395.4	320.7	262.6	216.8
12-31-2030	45.4	467.4	562.2	23.0	114.9	447.3	342.0	264.8	207.4	164.1
12-31-2031	46.8	487.3	553.9	23.0	113.4	440.5	320.8	237.1	177.6	134.7
12-31-2032	46.8	502.3	571.0	23.0	117.2	453.8	314.7	222.0	159.1	115.6
12-31-2033	46.8	502.3	571.0	23.0	118.4	452.6	299.0	201.3	138.0	96.1
12-31-2034	46.8	503.2	572.1	23.0	119.7	452.4	284.6	182.9	119.9	80.0
12-31-2035	46.8	451.3	513.1	23.0	135.4	377.6	226.3	138.8	87.0	55.7
12-31-2036	46.8	510.2	579.9	23.0	128.0	451.9	257.9	151.0	90.6	55.5
12-31-2037	46.8	506.0	575.2	23.0	127.2	448.0	243.5	136.1	78.1	45.9
12-31-2038	46.8	510.9	580.7	23.0	131.0	449.7	232.8	124.2	68.2	38.4
12-31-2039	46.8	490.5	557.5	23.0	125.7	431.9	212.9	108.4	56.9	30.7
Subtotal		5,719.1	9,044.8		1,827.4	7,217.4	5,219.9	3,985.0	3,179.0	2,626.8
Remaining		8,577.5	9,704.2		2,229.0	7,475.2	2,383.1	856.9	339.4	145.2
Total		14,296.6	18,749.1		4,056.4	14,692.6	7,603.0	4,842.0	3,518.4	2,772.0

Totals may not add because of rounding.

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, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,118.6	123.7	14.8	29.7	168.3	282.3	0.0	144.3	523.7
12-31-2026	1,392.8	154.0	69.8	37.0	260.8	83.7	0.0	136.5	911.7
12-31-2027	1,458.7	161.3	83.9	38.7	283.9	22.9	0.0	151.6	1,000.2
12-31-2028	1,514.0	167.5	87.1	40.2	294.7	0.0	0.0	115.4	1,103.9
12-31-2029	1,516.3	167.7	87.2	40.2	295.2	1.6	0.0	135.6	1,084.0
12-31-2030	1,546.7	171.1	89.0	41.1	301.1	0.0	0.0	115.2	1,130.5
12-31-2031	1,559.4	172.5	89.7	41.4	303.5	110.5	0.0	113.1	1,032.2
12-31-2032	1,601.6	177.1	92.1	42.5	311.8	0.0	0.0	112.6	1,177.2
12-31-2033	1,600.4	177.0	92.0	42.5	311.5	0.0	0.0	111.6	1,177.3
12-31-2034	1,628.8	180.1	93.7	43.2	317.1	0.0	0.0	131.0	1,180.8
12-31-2035	1,606.2	177.6	92.4	42.6	312.7	0.0	0.0	113.1	1,180.5
12-31-2036	1,625.4	179.8	93.5	43.1	316.4	0.0	0.0	112.1	1,196.8
12-31-2037	1,609.1	178.0	92.5	42.7	313.2	0.0	0.0	109.2	1,186.7
12-31-2038	1,623.0	179.5	93.3	43.1	315.9	0.0	0.0	109.1	1,198.0
12-31-2039	1,604.3	177.4	92.3	42.6	312.3	0.0	0.0	134.2	1,157.8
Subtotal	23,005.5	2,544.4	1,263.3	610.7	4,418.4	501.1	0.0	1,844.5	16,241.5
Remaining	36,106.7	3,993.4	2,076.6	958.4	7,028.4	913.7	193.6	2,152.3	25,818.8
Total	59,112.2	6,537.8	3,339.9	1,569.1	11,446.8	1,414.7	193.6	3,996.8	42,060.3

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	523.7	23.0	126.7	397.0	387.4	378.5	370.2	362.4
12-31-2026	0.0	0.0	911.7	23.0	166.4	745.3	692.7	646.0	604.3	567.0
12-31-2027	16.1	160.8	839.5	23.0	135.6	703.9	623.0	554.6	496.3	446.2
12-31-2028	33.1	365.2	738.8	23.0	105.2	633.5	534.1	453.8	388.4	334.7
12-31-2029	42.0	455.8	628.2	23.0	116.4	511.9	411.0	333.3	272.9	225.3
12-31-2030	46.7	528.5	602.0	23.0	124.1	478.0	365.5	283.0	221.6	175.3
12-31-2031	46.8	483.1	549.1	23.0	136.5	412.7	300.5	222.1	166.4	126.2
12-31-2032	46.8	550.9	626.3	23.0	127.3	498.9	346.0	244.1	174.9	127.1
12-31-2033	46.8	551.0	626.3	23.0	128.6	497.8	328.8	221.4	151.7	105.7
12-31-2034	46.8	552.6	628.2	23.0	130.1	498.1	313.4	201.4	132.0	88.1
12-31-2035	46.8	552.5	628.0	23.0	135.2	492.9	295.3	181.2	113.6	72.7
12-31-2036	46.8	560.1	636.7	23.0	141.1	495.6	282.8	165.6	99.3	60.9
12-31-2037	46.8	555.4	631.3	23.0	140.1	491.2	266.9	149.2	85.6	50.3
12-31-2038	46.8	560.7	637.3	23.0	144.0	493.3	255.3	136.3	74.8	42.1
12-31-2039	46.8	541.9	616.0	23.0	139.1	476.9	235.0	119.7	62.8	33.9
Subtotal		6,418.3	9,823.2		1,996.3	7,826.9	5,637.8	4,290.4	3,415.0	2,817.9
Remaining		12,087.5	13,731.3		3,163.4	10,568.0	3,073.4	1,036.5	393.3	163.7
Total		18,505.7	23,554.5		5,159.6	18,394.9	8,711.2	5,326.9	3,808.4	2,981.5

Totals may not add because of rounding.

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, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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, 2024

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\$)				
12-31-2025	1,141.5	126.3	15.2	30.3	171.7	282.3	0.0	143.0	544.5
12-31-2026	1,423.5	157.4	71.4	37.8	266.6	83.7	0.0	130.9	942.3
12-31-2027	1,492.6	165.1	85.8	39.6	290.5	22.9	0.0	143.1	1,036.1
12-31-2028	1,546.4	171.0	88.9	41.0	301.0	0.0	0.0	113.4	1,132.0
12-31-2029	1,548.9	171.3	89.1	41.1	301.5	1.6	0.0	133.6	1,112.2
12-31-2030	1,580.0	174.7	90.9	41.9	307.6	0.0	0.0	113.1	1,159.3
12-31-2031	1,593.1	176.2	91.6	42.3	310.1	0.0	0.0	111.1	1,172.0
12-31-2032	1,636.5	181.0	94.1	43.4	318.6	110.5	0.0	110.6	1,096.8
12-31-2033	1,635.4	180.9	94.1	43.4	318.3	0.0	0.0	109.6	1,207.4
12-31-2034	1,664.2	184.1	95.7	44.2	323.9	0.0	0.0	129.2	1,211.1
12-31-2035	1,641.7	181.6	94.4	43.6	319.6	0.0	0.0	110.5	1,211.6
12-31-2036	1,661.2	183.7	95.5	44.1	323.4	0.0	0.0	109.6	1,228.2
12-31-2037	1,644.5	181.9	94.6	43.7	320.1	0.0	0.0	106.7	1,217.7
12-31-2038	1,658.8	183.5	95.4	44.0	322.9	0.0	0.0	106.6	1,229.3
12-31-2039	1,640.0	181.4	94.3	43.5	319.2	98.9	0.0	131.3	1,090.5
Subtotal	23,508.3	2,600.0	1,291.0	624.0	4,515.0	600.0	0.0	1,802.2	16,591.0
Remaining	37,463.9	4,143.5	2,154.6	994.4	7,292.6	814.7	193.6	2,178.1	26,984.9
Total	60,972.2	6,743.5	3,445.6	1,618.4	11,807.6	1,414.7	193.6	3,980.3	43,575.9

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\$)
12-31-2025	0.0	0.0	544.5	23.0	131.5	413.0	403.1	393.8	385.1	377.0
12-31-2026	0.0	0.0	942.3	23.0	173.5	768.8	714.5	666.4	623.4	584.8
12-31-2027	18.3	190.1	846.0	23.0	137.1	708.9	627.5	558.6	499.8	449.4
12-31-2028	34.0	385.2	746.8	23.0	107.1	639.7	539.3	458.3	392.2	337.9
12-31-2029	43.0	478.6	633.6	23.0	117.6	516.0	414.3	336.1	275.1	227.2
12-31-2030	46.8	542.6	616.8	23.0	127.5	489.3	374.1	289.7	226.8	179.5
12-31-2031	46.8	548.5	623.5	23.0	129.4	494.1	359.8	265.9	199.2	151.1
12-31-2032	46.8	513.3	583.5	23.0	144.2	439.3	304.7	214.9	154.0	111.9
12-31-2033	46.8	565.1	642.4	23.0	132.2	510.1	336.9	226.9	155.5	108.3
12-31-2034	46.8	566.8	644.3	23.0	133.8	510.5	321.2	206.4	135.3	90.3
12-31-2035	46.8	567.0	644.6	23.0	139.0	505.6	302.9	185.9	116.5	74.5
12-31-2036	46.8	574.8	653.4	23.0	144.9	508.5	290.1	169.9	101.9	62.5
12-31-2037	46.8	569.9	647.8	23.0	143.9	503.9	273.8	153.1	87.8	51.6
12-31-2038	46.8	575.3	654.0	23.0	147.8	506.2	262.0	139.8	76.7	43.2
12-31-2039	46.8	510.3	580.1	23.0	152.5	427.7	210.8	107.4	56.4	30.4
Subtotal		6,587.5	10,003.5		2,061.9	7,941.6	5,735.1	4,373.0	3,486.0	2,879.7
Remaining		12,628.9	14,356.0		3,282.9	11,073.1	3,206.4	1,080.6	410.8	171.5
Total		19,216.4	24,359.5		5,344.8	19,014.7	8,941.5	5,453.6	3,896.8	3,051.1

Totals may not add because of rounding.

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, 2039, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽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.