



רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת ("השותפות")

27 במרץ, 2024

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 19.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-023818) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" (להלן: "דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2022 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות לפרסם דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 31.12.2023, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן (להלן: "התזרים המהוון" או "התזרים המהוון הנוכחי" ו-"דוח המשאבים", בהתאמה).¹

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

נכון למועד דוח זה, יכולת הפקת הגז המירבית מפרויקט לויתן הינה כ- BCF 1.2 ליום. על מנת להגדיל יכולת זו לכ- BCF 1.4 ליום, במסגרת שלב 1א' לתוכנית הפיתוח של פרויקט לויתן ("שלב 1א"), החל ממחצית שנת 2025, ביום 29.6.2023 קיבלו השותפים בפרויקט לויתן החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע פרויקט במסגרתו יונח צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה, לרבות שינויים ושיפורים על גבי הפלטפורמה ("פרויקט הצינור השלישי"), בתקציב כולל של כ- 568 מיליון דולר (100%, חלק השותפות כ- 85 מיליון דולר). כמפורט להלן, המשאבים הנוספים שניתן יהיה להפיק עם השלמת פרויקט הצינור השלישי כלולים בעתודות המיוחסות לשלב 1א'.

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

- דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לויתן ובכלל זה מתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לכלל העתודות, ליום 31.12.2023, מוצגים בסעיף 1א(3) להלן.
- דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים

¹ למיליון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-141 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2022, כפי שפורסם ביום 29.3.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-030022) ("הדוח התקופתי").

עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. המשאבים המותנים חולקו לשתי קטגוריות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א' (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א' לפיתוח מאגר לווייתן, כמפורט בסעיף 8.1.6 לדוח התקופתי ובתוספת פרוייקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2023, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

(2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' שצוין לעיל).

על-פי נתוני התזרים המהוון ליום 31.12.2023, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותנים מסוג 2P+2C, עלה בכ- 4.2%, לכ- 1.78 מיליארד דולר ובכ- 5.2% לכ- 2.2 מיליארד דולר, וביחס לעתודות מסוג 2P עלה בכ- 3.3% וכ- 3.9% לכ- 1.69 וכ- 2.1 מיליארד דולר, בשיעורי היוון של 10% ו- 7.5%, בהתאמה, וזאת ביחס לתזרים המהוון הקודם.

יצוין כי, במהלך שנת 2023 מכרו שותפי לווייתן כ-BCM 11 גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.4 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ- 362 מיליון דולר).²

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

(א) עתודות במאגר לווייתן

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2023, העתודות בפרוייקט לווייתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production) עתודות אלו הינן כמפורט בטבלה שלהלן:

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁴		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
3.5	1,606.5	29.6	13,472.1	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.4	202.6	3.7	1,699.3	עתודות צפויות (Probable Reserves)
4.0	1,809.2	33.4	15,171.4	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.2	81.6	1.5	684.4	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
4.2	1,890.8	34.9	15,855.8	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

² יובהר כי, ההכנסות לשנת 2023 אינן מבוקרות.

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

⁴ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולאחרים ובהנחה שהחזר ההוצאות, לצורך חישוב שיעור תמלוגי העל המשולמים לרציו אנרגיות ניהול בע"מ ו/או נעבריה על פי הסכם השותפות, בהתאם לקבוע בו ("מועד החזר ההוצאות") מתרחש בשנת 2024 ("מועד החזר ההוצאות"). מועד החזר ההוצאות מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, משיעור התמלוגים, מקצב ההפקה, מעלויות החיפוש, הפיתוח ויתר ההוצאות הרלבנטיות. ראו גם סעיף 4(4) להלן.

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

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכונים פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד חתימת הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI או על מסחריותן; ו- (ד) NSAI הניחה כי המאגר מפותח ויפותח בהתאם לתוכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושחזיוניתה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת Chevron Mediterranean Ltd. (להלן: "שברון" או "המפעילה"), והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לויתן בפועל.

(3) נתוני תזרים מהוון

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

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים המהוון לגבי כמויות הגז הטבעי והקונדנסט שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לויתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לויתן בשלב 1א' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי.⁵ יצוין, כי קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים המהוון; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy⁶, כמפורט בסעיף 10.4.4(ב) לדוח התקופתי ("ההסכם לייצוא למצרים"), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 10.4.4(א) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii)

⁵ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

⁶ ההסכם נחתם עם Dolphinus Holdings Limited, אשר הסבה בחודש יוני 2020 את ההסכם לייצוא למצרים ל-Blue Ocean Energy, חברה קשורה שלה.

כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק היצוא 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, להלן: "BDO")⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על צפי להשלמת פרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי (כמפורט בסעיף 5 לעדכון פרק א' בדוח הרבעון השני אשר פורסם ביום 24.8.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-097689) ובסעיף 5 לעדכון פרק א' בדוח הרבעון השלישי אשר פורסם ביום 29.11.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-129750)(להלן: "דוח רבעון שני" ו-"דוח רבעון שלישי", בהתאמה) וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלו שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט: ההנחות בתזרים המהוון 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 המהוון 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, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר. שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ- 3.627 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים המהוון והוא מבוסס על שער החליפין ליום 31.12.2023.

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

ההנחות בתזרים המהוון לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם לכך הונח בתזרים המהוון כי מחיר הברנט בשנת 2024 יעמוד על כ- 85 דולר, יירד לכ- 83 דולר בשנת 2025, ויעלה בהדרגה לכ- 93 דולר בשנת 2028, ולכ- 105 דולר בשנת 2033 ועד לתום תקופת התזרים המהוון.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)⁸ או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2024 - כ- 13.4; 2025 - כ- 15; 2026 - כ- 17.3; 2027 - כ- 18; ו- 2028 - כ- 18.8. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ובעולם, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁸ 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.

ההנחות בתזרים המהוון לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט⁹.

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

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenditures או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים המהוון הנובע מעתודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לוויתן, לרבות עלויות פרויקט הצינור השלישי, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי¹⁰, אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המהוון המשאבים המותנים (שלב 1א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת תשתיות, לצידוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1א' בתוכנית הפיתוח של מאגר לוויתן, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים המהוון אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות אטימה ונטישה (Plugging and Abandonment) שנלקחו בחשבון בתזרים המהוון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים באשר לעלות אטימת ונטישת הבארות, ולעלות נטישת הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, בהנחה שהפרויקט יסתיים בשנת 2064 ובהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט ולסטנדרטים המיטביים המקובלים בתעשייה (best industry standards) כיום. עם זאת, ייתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת החזקות הינו 13.2.2044, אולם בכפוף לחוק הנפט, התשי"ב – 1952, ניתן להאריכו ב- 20 שנים נוספות. עלויות הנטישה אינן לוקחות בחשבון את הניצולת (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לוויתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.06% בהתאם לשיעור תשלום המקדמות על חשבון תמלוגי המדינה בשנת 2023, והשיעור האפקטיבי של תמלוג העל שישולם בהתאם להסכם השותפות הוא 5.31% לפני מועד החזר ההוצאות ו- 7.08% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 24.8.3 לדוח התקופתי וסעיף 9 לדוח רבעון שלישי.

התזרים חושב בהנחה שלצורך תשלום התמלוגים לרציו אנרגיות ניהול בע"מ ולאיתן אייזנברג בע"מ, מועד החזר ההוצאות חל ברבעון הראשון של שנת 2024 ("מועד החזר ההוצאות"). נכון למועד הדוח, וועדת הביקורת בוחנת בסיוע יועצים חיצוניים את אופן יישום המונח "החזר ההוצאות" בנסיבות העניין. בכפוף להשלמת הבחינה כאמור והגעה למסקנות סופיות, מסתמן כי מועד החזר ההוצאות חל ברבעון הראשון של שנת 2024 (מועד מדויק ייקבע לאחר עריכת הנתונים הכספיים לרבעון ראשון 2024). חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההוצאות נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 8.1.7 לדוח התקופתי.

⁹ לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לוויתן, ראו ביאור 25 לדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2022 וכן סעיף 11.3 לדוח התקופתי. כן ראו, דוח מידי של השותפות מיום 4.2.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-010501), דוח מידי של השותפות מיום 10.3.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-020557).

¹⁰ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו סעיפים 11.4.1 ו- 11.4.2 לדוח התקופתי, וסעיף 2.5 לדוח רבעון שלישי.

האמור לעיל, לרבות בדבר מועד "החזר ההוצאות" אשר מסתמן כי חל במהלך הרבעון הראשון לשנת 2024, הינו מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968, אשר מבוסס בין היתר, על תחזית ההכנסות של השותפות לרבעון הראשון לשנת 2024, ואשר אין ודאות מלאה באשר להתממשותו. שינויים בנתונים כאמור או במצב השוק עשויים להשפיע על הערכות וועדת הביקורת לעיל ואלו אף עלולות שלא להתממש, כולן או חלקן, או להתממש באופן שונה, לרבות מהותית, מהצפוי, בין היתר, כתוצאה מהתפתחויות או שינויים שיחולו כאמור לעיל בקשר עם מצב השוקים ועם ההכנסות בפועל של השותפות.

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

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

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2024, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק ואשר צפוי להיות מופק החל מיום 1.1.2024.

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

(4) השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מעדכון ההנחות המפורטות לעיל ואשר עיקרן מפורט להלן:

- א. עדכון היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות לעתודות ולמשאבים המותנים (שלב 1א'), לרבות בקשר עם פרויקטים להגדלת כמויות הגז הטבעי לייצוא, כמפורט בסעיף 5 לדוח רבעון שני ובסעיף 5 לדוח רבעון שלישי.
- ב. הוקטנו כמויות המכירה השנתיות של גז טבעי מפרויקט לווייתן בשנים 2024 - 2025, בין היתר, בשל עדכון תחזית הביקושים לגז טבעי במשק המקומי של BDO ודחיה במועד הסיום המתוכנן של פרויקט הנחת הצינור הימי אשדוד-אשקלון,¹¹ כמפורט בסעיף 7.11.2(ה)5) לדוח התקופתי ובביאור 5.ה.1 לדוח הכספי ליום 30.9.2023 וסעיף 5.ג. לדוח רבעון שלישי.
- ג. עודכנו כלפי מעלה תחזיות תעריף ייצור החשמל ומחיר הברנט כמפורט בסעיף (ב) לעיל.
- ד. עודכן מועד החזר ההוצאות לשנת 2024 חלף שנת 2025 וזאת בעקבות בחינה שערכת ועדת הביקורת. בהתאם לכך עודכן שיעור תמלוג העל המשולם מנפט שיופק וינוצל ממאגר לווייתן בהתאם להסכם השותפות, משיעור של 6% לשיעור של 8% החל משנת 2024.¹²

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2023, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹³

¹¹ בחודש פברואר 2024 עדכנה שברון את השותפות כי קיבלה הודעה מנתג"ז לפיה אין בכוונתו של הקבלן הזר המבצע את עבודות ההקמה של המוקטע המשולב להמשיך להמתין במתכונת זמינות לטובת המשך ביצוע העבודות, וכי בכוונתו לחזור במהלך החודשים אוגוסט-ספטמבר 2024 על מנת להשלים את התחייבויותיו בפרויקט. לאור האמור, קיימת אי וודאות לגבי מועד הסיום המשוער של הפרויקט ושותפי לווייתן בוחנים את המשמעויות הנובעות מכך ואת האפשרויות העומדות בפניהם.

¹² ראו סעיף 3(ו) לעיל.

¹³ 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 31.12.2023 (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										
111,415	113,811	116,369	117,715	119,108	122,049	39,438	-	161,487	-	86,870	49,400	-	65,975	363,733	10.6	825	31.12.2024
143,061	152,492	163,006	168,726	174,787	188,059	44,320	-	232,378	-	42,541	47,342	-	71,405	393,667	11.4	888	31.12.2025
157,133	174,773	195,316	206,871	219,405	247,868	51,608	-	299,476	-	10,780	44,067	-	78,509	432,832	12.6	976	31.12.2026
113,696	131,958	154,172	167,090	181,433	215,219	37,370	55,828	308,417	-	825	45,623	-	78,629	433,494	12.6	977	31.12.2027
81,850	99,128	121,079	134,276	149,274	185,925	28,673	102,468	317,066	-	670	45,080	-	80,391	443,208	12.6	977	31.12.2028
61,136	77,260	98,659	111,956	127,425	166,646	23,002	126,544	316,192	-	227	52,019	-	81,636	450,074	12.6	977	31.12.2029
43,891	57,879	77,269	89,723	104,551	143,568	34,916	151,578	330,062	-	-	45,506	-	83,216	458,784	12.6	977	31.12.2030
37,057	50,991	71,167	84,559	100,880	145,454	36,883	160,402	342,739	-	-	38,877	-	84,556	466,172	12.6	977	31.12.2031
31,970	45,904	66,980	81,435	99,466	150,586	38,530	166,365	355,481	-	-	39,151	-	87,440	482,073	12.6	977	31.12.2032
27,188	40,736	62,141	77,308	96,674	153,676	39,465	169,906	363,047	-	-	39,247	-	89,138	491,432	12.6	977	31.12.2033
22,110	34,566	55,126	70,177	89,845	149,962	39,578	166,738	356,278	-	-	46,138	-	89,165	491,581	12.6	976	31.12.2034
18,306	29,865	49,793	64,862	85,017	148,999	41,859	167,898	358,757	-	-	35,140	-	87,277	481,174	12.6	976	31.12.2035
15,168	25,822	45,009	59,993	80,508	148,152	42,698	167,890	358,739	-	-	35,150	-	87,276	481,165	12.6	976	31.12.2036
12,540	22,275	40,591	55,363	76,064	146,972	43,876	167,889	358,736	-	-	35,160	-	87,277	481,174	12.6	976	31.12.2037
10,417	19,309	36,786	51,339	72,215	146,511	43,746	167,369	357,627	-	-	35,165	-	87,032	479,824	12.5	973	31.12.2038
8,259	15,973	31,815	45,434	65,430	139,384	41,631	159,239	340,254	-	-	41,935	-	84,683	466,872	12.2	946	31.12.2039
6,721	13,565	28,246	41,277	60,858	136,127	40,661	155,520	332,308	-	-	35,047	-	81,396	448,752	11.7	908	31.12.2040
5,368	11,304	24,609	36,797	55,546	130,456	38,967	149,041	318,464	-	-	34,981	-	78,314	431,759	11.2	872	31.12.2041
4,287	9,421	21,440	32,805	50,699	125,026	37,345	142,838	305,209	-	-	34,918	-	75,363	415,489	10.8	838	31.12.2042
3,421	7,845	18,665	29,222	46,237	119,724	35,762	136,780	292,266	-	-	34,856	-	72,482	399,603	10.4	805	31.12.2043
2,664	6,374	15,855	25,400	41,147	111,870	33,416	127,808	273,094	-	-	41,615	-	69,731	384,440	10.0	773	31.12.2044
2,177	5,437	14,138	23,177	38,438	109,732	32,777	125,365	267,874	-	-	34,740	-	67,051	369,665	9.6	742	31.12.2045
1,739	4,531	12,318	20,662	35,084	105,165	31,413	120,148	256,726	-	-	34,687	-	64,570	355,983	9.2	713	31.12.2046
1,387	3,770	10,715	18,391	31,971	100,626	30,057	114,962	245,646	-	-	34,635	-	62,103	342,383	8.8	684	31.12.2047
1,109	3,146	9,347	16,417	29,219	96,561	28,843	110,318	235,723	-	-	34,587	-	59,894	330,203	8.5	657	31.12.2048
858	2,541	7,893	14,186	25,849	89,697	26,793	102,476	218,965	-	-	41,356	-	57,680	318,002	8.1	632	31.12.2049
706	2,182	7,087	13,033	24,315	88,590	26,462	101,211	216,262	-	-	34,269	-	55,511	306,042	7.8	607	31.12.2050
562	1,813	6,155	11,581	22,120	84,624	25,277	96,680	206,581	-	-	34,006	-	53,308	293,894	7.5	583	31.12.2051
447	1,505	5,341	10,285	20,111	80,784	24,130	92,293	197,208	-	-	33,755	-	51,175	282,138	7.2	559	31.12.2052
356	1,250	4,640	9,142	18,303	77,198	23,059	88,196	188,452	-	-	33,529	-	49,185	271,166	6.9	538	31.12.2053
273	999	3,877	7,816	16,020	70,946	21,192	81,053	173,191	-	-	40,129	-	47,266	260,586	6.7	517	31.12.2054
226	862	3,497	7,215	15,141	70,408	21,031	80,438	171,877	-	-	33,103	-	45,418	250,398	6.4	496	31.12.2055
179	714	3,029	6,394	13,738	67,076	20,036	76,633	163,745	-	-	32,895	-	43,570	240,209	6.1	476	31.12.2056

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
142	593	2,627	5,675	12,484	64,001	19,117	73,119	156,237	-	-	32,703	-	41,864	230,805	5.9	458	31.12.2057
113	492	2,279	5,036	11,342	61,053	18,237	69,752	149,042	-	-	32,521	-	40,230	221,792	5.7	440	31.12.2058
87	394	1,911	4,321	9,964	56,316	15,685	63,340	135,341	-	-	39,164	-	38,666	213,171	5.4	423	31.12.2059
72	343	1,736	4,018	9,484	56,289	15,677	63,309	135,275	-	-	32,173	-	37,102	204,550	5.2	406	31.12.2060
58	284	1,506	3,567	8,621	53,725	14,911	60,379	129,016	-	-	32,017	-	35,681	196,713	5.0	390	31.12.2061
39	201	1,112	2,694	6,665	43,609	15,416	51,924	110,949	11,807	-	31,860	-	34,259	188,876	4.8	374	31.12.2062
31	165	954	2,366	5,993	41,172	14,689	49,141	105,002	11,807	-	31,713	-	32,909	181,431	4.6	360	31.12.2063
(2)	(12)	(76)	(192)	(497)	(3,587)	1,319	-	(2,268)	11,807	-	5,538	-	3,341	18,417	0.5	37	31.12.2064
928,219	1,172,460	1,594,181	1,938,115	2,450,934	4,636,216	1,239,867	4,262,839	10,138,922	35,421	141,914	1,515,795	-	2,621,675	14,453,727	381.5	29,639	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
10,035	10,251	10,481	10,603	10,728	10,993	3,284	-	14,277	-	-	699	-	3,318	18,294	0.5	41	31.12.2024
13,146	14,013	14,979	15,505	16,062	17,281	5,162	-	22,443	-	-	972	-	5,188	28,603	0.8	65	31.12.2025
14,568	16,204	18,108	19,180	20,342	22,980	6,864	-	29,845	-	-	1,064	-	6,849	37,758	1.1	86	31.12.2026
387	449	525	569	618	733	219	32,160	33,111	-	-	2,034	-	7,787	42,932	1.0	76	31.12.2027
5,372	6,506	7,946	8,812	9,797	12,202	3,645	26,840	42,686	-	-	3,476	-	10,228	56,391	1.1	88	31.12.2028
2,693	3,404	4,347	4,932	5,614	7,342	2,193	29,676	39,211	-	-	3,466	-	9,456	52,132	1.0	76	31.12.2029
4,616	6,087	8,126	9,436	10,995	15,098	4,510	22,683	42,291	-	-	3,559	-	10,159	56,010	1.1	85	31.12.2030
3,785	5,208	7,268	8,636	10,303	14,855	4,437	16,972	36,264	-	-	3,213	-	8,747	48,225	1.0	76	31.12.2031
2,939	4,219	6,157	7,485	9,143	13,841	4,134	15,813	33,789	-	-	3,296	-	8,217	45,302	1.0	76	31.12.2032
1,812	2,715	4,141	5,152	6,443	10,242	3,059	11,701	25,001	-	-	3,270	-	6,264	34,536	0.7	55	31.12.2033
1,046	1,635	2,608	3,320	4,251	7,095	2,119	8,106	17,320	-	-	3,256	-	4,559	25,135	0.5	35	31.12.2034
121	197	328	427	560	982	293	1,121	2,396	-	-	4,561	-	1,541	8,498	0.2	15	31.12.2035
(214)	(365)	(636)	(848)	(1,138)	(2,094)	(626)	(2,393)	(5,113)	-	-	4,551	-	(125)	(687)	(0.1)	(4)	31.12.2036
(442)	(785)	(1,431)	(1,952)	(2,682)	(5,182)	(1,548)	(5,920)	(12,650)	-	-	4,479	-	(1,811)	(9,982)	(0.3)	(24)	31.12.2037
(547)	(1,013)	(1,930)	(2,693)	(3,789)	(7,686)	(2,296)	(8,781)	(18,764)	-	-	4,468	-	(3,168)	(17,463)	(0.5)	(40)	31.12.2038
(375)	(726)	(1,446)	(2,065)	(2,974)	(6,336)	(1,893)	(7,239)	(15,468)	-	-	4,463	-	(2,439)	(13,444)	(0.4)	(31)	31.12.2039
(154)	(311)	(649)	(948)	(1,397)	(3,126)	(934)	(3,571)	(7,630)	-	-	4,537	-	(685)	(3,779)	(0.1)	(11)	31.12.2040
(12)	(26)	(56)	(84)	(126)	(297)	(89)	(339)	(724)	-	-	4,544	-	846	4,667	0.1	7	31.12.2041
83	182	415	635	982	2,421	723	2,766	5,911	-	-	4,604	-	2,330	12,845	0.3	24	31.12.2042
143	328	780	1,221	1,932	5,003	1,494	5,716	12,214	-	-	4,617	-	3,729	20,560	0.5	40	31.12.2043
157	376	934	1,497	2,425	6,593	1,969	7,532	16,094	-	-	1,884	-	3,983	21,961	0.7	55	31.12.2044
176	441	1,146	1,878	3,115	8,893	2,656	10,160	21,709	-	-	1,769	-	5,202	28,680	0.9	70	31.12.2045
181	472	1,282	2,151	3,652	10,946	3,270	12,506	26,721	-	-	1,657	-	6,288	34,666	1.1	83	31.12.2046
179	487	1,384	2,376	4,131	13,001	3,883	14,853	31,737	-	-	1,546	-	7,375	40,657	1.2	96	31.12.2047
170	483	1,434	2,519	4,484	14,819	4,426	16,930	36,175	-	-	1,432	-	8,333	45,940	1.4	108	31.12.2048
157	464	1,442	2,591	4,721	16,382	4,893	18,716	39,991	-	-	1,316	-	9,153	50,459	1.5	118	31.12.2049
143	441	1,432	2,633	4,912	17,896	5,346	20,446	43,688	-	-	1,430	-	9,997	55,115	1.7	128	31.12.2050
130	420	1,426	2,683	5,124	19,604	5,856	22,397	47,856	-	-	1,547	-	10,946	60,349	1.8	138	31.12.2051
117	393	1,393	2,683	5,246	21,075	6,295	24,077	51,447	-	-	1,642	-	11,763	64,852	1.9	147	31.12.2052
104	365	1,355	2,670	5,344	22,542	6,733	25,753	55,028	-	-	1,730	-	12,576	69,335	2.0	155	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
93	340	1,318	2,656	5,445	24,114	7,203	27,549	58,866	-	-	1,803	-	13,443	74,112	2.1	162	31.12.2054
81	310	1,258	2,595	5,446	25,325	7,565	28,933	61,823	-	-	1,874	-	14,114	77,811	2.2	169	31.12.2055
71	283	1,198	2,530	5,435	26,537	7,927	30,317	64,781	-	-	1,944	-	14,785	81,510	2.3	176	31.12.2056
66	275	1,220	2,636	5,798	29,723	8,878	33,958	72,560	-	-	2,013	-	16,523	91,095	2.3	182	31.12.2057
57	247	1,143	2,527	5,690	30,632	9,150	34,996	74,778	-	-	2,066	-	17,027	93,871	2.4	187	31.12.2058
49	220	1,066	2,411	5,558	31,413	9,383	35,889	76,685	-	-	2,110	-	17,459	96,254	2.5	192	31.12.2059
42	198	1,002	2,319	5,475	32,490	9,705	37,119	79,314	-	-	2,164	-	18,054	99,532	2.5	197	31.12.2060
36	175	929	2,200	5,317	33,133	9,897	37,853	80,883	-	-	2,200	-	18,409	101,491	2.6	201	31.12.2061
30	156	861	2,086	5,162	33,775	10,089	38,587	82,451	-	-	2,235	-	18,764	103,451	2.6	205	31.12.2062
26	137	795	1,970	4,991	34,290	10,242	39,175	83,707	-	-	2,262	-	19,049	105,018	2.7	208	31.12.2063
3	15	93	235	610	4,400	1,314	3,031	8,746	-	-	236	-	1,990	10,972	0.3	22	31.12.2064
61,067	74,866	104,173	135,169	193,741	573,930	171,434	666,088	1,411,451	-	-	105,990	-	336,225	1,853,666	48.1	3,738	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
121,450	124,062	126,851	128,317	129,836	133,042	42,722	-	175,764	-	86,870	50,100	-	69,294	382,027	11.2	867	31.12.2024
156,207	166,505	177,985	184,230	190,849	205,340	49,481	-	254,821	-	42,541	48,314	-	76,593	422,270	12.3	953	31.12.2025
171,701	190,977	213,425	226,050	239,747	270,848	58,473	-	329,321	-	10,780	45,131	-	85,357	470,589	13.7	1,062	31.12.2026
114,083	132,408	154,697	167,659	182,051	215,951	37,589	87,988	341,528	-	825	47,656	-	86,416	476,426	13.6	1,053	31.12.2027
87,222	105,634	129,026	143,089	159,071	198,127	32,318	129,308	359,753	-	670	48,557	-	90,619	499,599	13.7	1,064	31.12.2028
63,830	80,664	103,005	116,889	133,039	173,988	25,195	156,220	355,403	-	227	55,484	-	91,092	502,207	13.6	1,053	31.12.2029
48,507	63,966	85,395	99,158	115,546	158,666	39,426	174,261	372,353	-	-	49,066	-	93,375	514,794	13.7	1,062	31.12.2030
40,841	56,198	78,436	93,195	111,183	160,309	41,321	177,373	379,003	-	-	42,090	-	93,303	514,396	13.6	1,053	31.12.2031
34,909	50,124	73,137	88,920	108,609	164,427	42,665	182,179	389,270	-	-	42,447	-	95,657	527,375	13.6	1,053	31.12.2032
29,000	43,451	66,282	82,460	103,116	163,918	42,524	181,607	388,049	-	-	42,517	-	95,402	525,968	13.3	1,032	31.12.2033
23,156	36,202	57,734	73,497	94,096	157,057	41,697	174,844	373,598	-	-	49,394	-	93,724	516,716	13.0	1,012	31.12.2034
18,427	30,062	50,121	65,289	85,577	149,981	42,152	169,020	361,153	-	-	39,700	-	88,819	489,672	12.8	991	31.12.2035
14,954	25,457	44,373	59,145	79,370	146,057	42,072	165,497	353,627	-	-	39,701	-	87,151	480,478	12.5	972	31.12.2036
12,098	21,489	39,160	53,411	73,382	141,790	42,328	161,968	346,086	-	-	39,639	-	85,467	471,192	12.3	953	31.12.2037
9,871	18,296	34,856	48,646	68,426	138,825	41,450	158,588	338,863	-	-	39,633	-	83,865	462,361	12.0	934	31.12.2038
7,883	15,247	30,368	43,369	62,456	133,048	39,738	151,999	324,785	-	-	46,398	-	82,245	453,428	11.8	915	31.12.2039
6,567	13,254	27,598	40,329	59,461	133,001	39,728	151,949	324,678	-	-	39,584	-	80,711	444,973	11.6	897	31.12.2040
5,356	11,279	24,553	36,714	55,419	130,159	38,879	148,702	317,740	-	-	39,525	-	79,161	436,426	11.3	879	31.12.2041
4,370	9,603	21,856	33,440	51,681	127,447	38,069	145,604	311,119	-	-	39,522	-	77,693	428,334	11.1	862	31.12.2042
3,564	8,172	19,445	30,444	48,169	124,727	37,256	142,496	304,480	-	-	39,473	-	76,211	420,163	10.9	845	31.12.2043
2,821	6,750	16,789	26,897	43,571	118,463	35,385	135,340	289,188	-	-	43,499	-	73,715	406,402	10.7	828	31.12.2044
2,354	5,877	15,284	25,055	41,553	118,625	35,433	135,525	289,583	-	-	36,509	-	72,253	398,345	10.5	812	31.12.2045
1,920	5,002	13,600	22,813	38,736	116,111	34,683	132,653	283,447	-	-	36,345	-	70,858	390,649	10.3	796	31.12.2046
1,566	4,257	12,099	20,767	36,102	113,627	33,941	129,815	277,382	-	-	36,181	-	69,477	383,041	10.1	781	31.12.2047
1,279	3,628	10,782	18,937	33,703	111,380	33,269	127,248	271,898	-	-	36,019	-	68,226	376,143	9.9	765	31.12.2048
1,015	3,005	9,335	16,777	30,570	106,079	31,686	121,192	258,956	-	-	42,672	-	66,833	368,461	9.7	750	31.12.2049
849	2,623	8,519	15,666	29,226	106,486	31,807	121,657	259,950	-	-	35,699	-	65,508	361,157	9.5	735	31.12.2050
693	2,233	7,580	14,264	27,244	104,228	31,133	119,076	254,437	-	-	35,552	-	64,254	354,243	9.3	721	31.12.2051
564	1,897	6,735	12,968	25,357	101,859	30,425	116,371	248,655	-	-	35,397	-	62,939	346,991	9.1	706	31.12.2052
460	1,615	5,995	11,812	23,647	99,739	29,792	113,949	243,481	-	-	35,259	-	61,761	340,501	8.9	693	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
366	1,339	5,194	10,472	21,465	95,060	28,394	108,603	232,057	-	-	41,932	-	60,709	334,698	8.7	679	31.12.2054
307	1,172	4,755	9,811	20,587	95,733	28,596	109,372	233,700	-	-	34,977	-	59,532	328,209	8.6	666	31.12.2055
250	997	4,227	8,924	19,173	93,613	27,962	106,950	228,526	-	-	34,839	-	58,355	321,719	8.4	653	31.12.2056
209	868	3,848	8,311	18,281	93,724	27,996	107,077	228,797	-	-	34,716	-	58,388	321,900	8.2	639	31.12.2057
170	738	3,422	7,563	17,032	91,686	27,387	104,748	223,820	-	-	34,586	-	57,256	315,663	8.1	627	31.12.2058
136	614	2,976	6,732	15,521	87,729	25,069	99,228	212,026	-	-	41,274	-	56,125	309,426	7.9	615	31.12.2059
114	541	2,738	6,337	14,959	88,779	25,382	100,428	214,589	-	-	34,337	-	55,156	304,082	7.8	603	31.12.2060
93	460	2,435	5,768	13,938	86,858	24,808	98,232	209,898	-	-	34,217	-	54,090	298,205	7.6	591	31.12.2061
69	356	1,973	4,780	11,827	77,384	25,505	90,511	193,400	11,807	-	34,096	-	53,023	292,327	7.5	580	31.12.2062
56	302	1,749	4,336	10,984	75,462	24,931	88,316	188,709	11,807	-	33,975	-	51,957	286,449	7.3	568	31.12.2063
1	3	17	43	113	813	2,633	3,031	6,477	11,807	-	5,774	-	5,331	29,389	0.8	58	31.12.2064
989,286	1,247,326	1,698,353	2,073,284	2,644,675	5,210,146	1,411,301	4,928,926	11,550,373	35,421	141,914	1,621,784	-	2,957,900	16,307,393	429.6	33,377	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
94	96	98	99	101	103	31	-	134	-	-	1	-	30	164	0.0	0.5	31.12.2024
9,107	9,707	10,376	10,740	11,126	11,971	3,576	-	15,547	-	-	921	-	3,649	20,117	0.4	30	31.12.2025
(202)	(225)	(252)	(267)	(283)	(319)	(95)	5,634	5,219	-	-	768	-	1,327	7,314	-	-	31.12.2026
688	799	933	1,011	1,098	1,303	389	4,012	5,704	-	-	720	-	1,423	7,847	-	-	31.12.2027
1,144	1,385	1,692	1,877	2,086	2,599	776	6,737	10,111	-	-	908	-	2,442	13,461	-	-	31.12.2028
753	952	1,216	1,379	1,570	2,053	613	7,242	9,909	-	-	904	-	2,396	13,208	-	-	31.12.2029
1,225	1,616	2,157	2,505	2,919	4,008	1,197	4,579	9,785	-	-	916	-	2,371	13,072	-	-	31.12.2030
404	556	776	922	1,099	1,585	474	1,811	3,870	-	-	556	-	981	5,406	-	-	31.12.2031
592	850	1,240	1,508	1,842	2,788	833	3,186	6,807	-	-	592	-	1,639	9,039	0.1	12	31.12.2032
729	1,092	1,665	2,071	2,590	4,118	1,230	4,704	10,052	-	-	615	-	2,364	13,031	0.3	21	31.12.2033
863	1,349	2,151	2,738	3,505	5,851	1,748	6,685	14,283	-	-	643	-	3,307	18,234	0.4	32	31.12.2034
690	1,125	1,876	2,444	3,203	5,614	1,677	6,414	13,705	-	-	778	-	3,209	17,692	0.4	34	31.12.2035
587	1,000	1,743	2,323	3,118	5,737	1,714	6,555	14,006	-	-	782	-	3,277	18,064	0.5	35	31.12.2036
521	926	1,687	2,300	3,161	6,107	1,824	6,977	14,908	-	-	785	-	3,477	19,170	0.5	37	31.12.2037
443	821	1,564	2,183	3,071	6,230	1,861	7,118	15,209	-	-	788	-	3,545	19,542	0.5	38	31.12.2038
391	756	1,506	2,151	3,098	6,600	1,971	7,540	16,111	-	-	792	-	3,745	20,649	0.5	40	31.12.2039
332	670	1,395	2,039	3,006	6,723	2,008	7,681	16,412	-	-	796	-	3,813	21,021	0.5	41	31.12.2040
287	604	1,315	1,966	2,967	6,969	2,082	7,962	17,013	-	-	798	-	3,946	21,757	0.5	43	31.12.2041
243	534	1,216	1,861	2,876	7,092	2,119	8,103	17,314	-	-	801	-	4,014	22,129	0.6	44	31.12.2042
209	480	1,142	1,789	2,830	7,328	2,189	8,372	17,888	-	-	767	-	4,134	22,789	0.6	45	31.12.2043
179	428	1,064	1,704	2,760	7,505	2,242	8,574	18,320	-	-	524	-	4,175	23,019	0.6	47	31.12.2044
151	378	983	1,612	2,673	7,630	2,279	8,717	18,626	-	-	533	-	4,245	23,404	0.6	47	31.12.2045
128	334	908	1,524	2,587	7,755	2,316	8,860	18,931	-	-	543	-	4,315	23,788	0.6	48	31.12.2046
109	295	839	1,440	2,504	7,881	2,354	9,004	19,240	-	-	552	-	4,385	24,177	0.6	49	31.12.2047
92	261	776	1,364	2,427	8,021	2,396	9,163	19,580	-	-	561	-	4,463	24,603	0.6	50	31.12.2048
79	234	728	1,308	2,384	8,271	2,471	9,449	20,191	-	-	579	-	4,602	25,372	0.7	51	31.12.2049
66	204	662	1,217	2,270	8,271	2,471	9,449	20,191	-	-	580	-	4,602	25,372	0.7	51	31.12.2050
56	180	610	1,149	2,194	8,394	2,507	9,590	20,491	-	-	589	-	4,671	25,751	0.7	52	31.12.2051
47	158	562	1,082	2,116	8,500	2,539	9,711	20,749	-	-	598	-	4,730	26,077	0.7	53	31.12.2052
39	137	510	1,005	2,012	8,486	2,535	9,695	20,717	-	-	599	-	4,723	26,038	0.7	53	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
32	116	450	908	1,860	8,238	2,461	9,412	20,110	-	-	606	-	4,590	25,306	0.7	54	31.12.2054
27	102	415	856	1,796	8,351	2,494	9,540	20,385	-	-	615	-	4,653	25,653	0.7	54	31.12.2055
23	90	383	808	1,736	8,475	2,531	9,682	20,688	-	-	624	-	4,722	26,035	0.7	55	31.12.2056
14	59	261	565	1,242	6,368	1,902	7,275	15,546	-	-	619	-	3,582	19,746	0.7	56	31.12.2057
13	55	253	558	1,257	6,768	2,022	7,733	16,523	-	-	622	-	3,799	20,944	0.7	56	31.12.2058
11	49	235	532	1,227	6,936	2,072	7,924	16,932	-	-	632	-	3,892	21,455	0.7	57	31.12.2059
9	41	210	486	1,147	6,808	2,033	7,777	16,618	-	-	632	-	3,822	21,073	0.7	57	31.12.2060
10	48	256	605	1,463	9,119	2,724	10,418	22,260	-	-	648	-	5,076	27,984	0.7	57	31.12.2061
8	42	233	564	1,395	9,128	2,727	10,429	22,284	-	-	649	-	5,081	28,014	0.7	57	31.12.2062
7	37	215	532	1,349	9,265	2,768	10,585	22,618	-	-	659	-	5,158	28,434	0.7	57	31.12.2063
(1)	(4)	(25)	(62)	(162)	(1,167)	(349)	(1,333)	(2,849)	-	-	(76)	-	(648)	(3,573)	(0.1)	(7)	31.12.2064
20,197	28,338	46,026	63,396	93,222	253,462	75,709	292,964	622,136	-	-	26,520	-	143,725	792,381	19.4	1,506	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
121,544	124,158	126,949	128,416	129,936	133,145	42,752	-	175,897	-	86,870	50,101	-	69,323	382,192	11.2	867	31.12.2024
165,314	176,212	188,362	194,971	201,975	217,311	53,057	-	270,368	-	42,541	49,236	-	80,242	442,387	12.7	983	31.12.2025
171,499	190,752	213,173	225,784	239,464	270,529	58,377	5,634	334,540	-	10,780	45,899	-	86,684	477,903	13.7	1,062	31.12.2026
114,771	133,206	155,630	168,670	183,149	217,254	37,978	92,000	347,232	-	825	48,376	-	87,839	484,273	13.6	1,053	31.12.2027
88,366	107,019	130,718	144,965	161,157	200,725	33,094	136,044	369,864	-	670	49,465	-	93,061	513,060	13.7	1,064	31.12.2028
64,583	81,616	104,221	118,268	134,609	176,041	25,809	163,462	365,311	-	227	56,388	-	93,488	515,414	13.6	1,053	31.12.2029
49,733	65,582	87,552	101,663	118,465	162,674	40,623	178,840	382,138	-	-	49,982	-	95,746	527,866	13.7	1,062	31.12.2030
41,245	56,754	79,211	94,117	112,282	161,894	41,794	179,185	382,873	-	-	42,646	-	94,284	519,802	13.6	1,053	31.12.2031
35,501	50,974	74,377	90,428	110,450	167,215	43,498	185,364	396,077	-	-	43,039	-	97,297	536,413	13.7	1,064	31.12.2032
29,729	44,542	67,947	84,532	105,707	168,036	43,754	186,311	398,101	-	-	43,132	-	97,766	538,999	13.6	1,053	31.12.2033
24,018	37,551	59,885	76,235	97,601	162,908	43,445	181,529	387,882	-	-	50,037	-	97,031	534,950	13.4	1,043	31.12.2034
19,117	31,187	51,997	67,733	88,781	155,595	43,829	175,433	374,858	-	-	40,479	-	92,028	507,364	13.2	1,026	31.12.2035
15,541	26,457	46,116	61,468	82,488	151,795	43,786	172,052	367,633	-	-	40,482	-	90,428	498,542	13.0	1,007	31.12.2036
12,619	22,415	40,847	55,711	76,543	147,897	44,152	168,945	360,994	-	-	40,424	-	88,944	490,362	12.7	990	31.12.2037
10,313	19,117	36,420	50,829	71,497	145,055	43,311	165,706	354,072	-	-	40,421	-	87,409	481,903	12.5	972	31.12.2038
8,274	16,004	31,875	45,520	65,554	139,647	41,709	159,539	340,896	-	-	47,190	-	85,990	474,076	12.3	956	31.12.2039
6,899	13,924	28,993	42,367	62,467	139,724	41,736	159,630	341,090	-	-	40,380	-	84,524	465,994	12.1	939	31.12.2040
5,642	11,883	25,868	38,679	58,387	137,128	40,960	156,664	334,753	-	-	40,323	-	83,107	458,183	11.9	922	31.12.2041
4,613	10,138	23,072	35,301	54,557	134,539	40,187	153,707	328,433	-	-	40,323	-	81,707	450,463	11.7	906	31.12.2042
3,773	8,653	20,587	32,232	50,999	132,055	39,445	150,868	322,368	-	-	40,240	-	80,344	442,952	11.5	890	31.12.2043
2,999	7,177	17,853	28,601	46,332	125,968	37,627	143,914	307,508	-	-	44,023	-	77,890	429,421	11.3	875	31.12.2044
2,505	6,255	16,267	26,666	44,226	126,255	37,712	144,242	308,209	-	-	37,042	-	76,499	421,750	11.1	859	31.12.2045
2,048	5,336	14,508	24,337	41,323	123,866	36,999	141,513	302,378	-	-	36,887	-	75,172	414,438	10.9	845	31.12.2046
1,674	4,552	12,938	22,208	38,606	121,508	36,295	138,819	296,622	-	-	36,733	-	73,863	407,218	10.7	830	31.12.2047
1,371	3,890	11,558	20,300	36,130	119,401	35,665	136,412	291,478	-	-	36,580	-	72,689	400,746	10.5	815	31.12.2048
1,094	3,239	10,063	18,085	32,954	114,350	34,156	130,641	279,148	-	-	43,251	-	71,435	393,834	10.3	801	31.12.2049
915	2,827	9,181	16,883	31,496	114,757	34,278	131,106	280,141	-	-	36,279	-	70,110	386,529	10.1	786	31.12.2050
748	2,412	8,191	15,413	29,438	112,622	33,640	128,666	274,928	-	-	36,141	-	68,925	379,994	10.0	773	31.12.2051
611	2,056	7,297	14,050	27,473	110,359	32,964	126,081	269,404	-	-	35,995	-	67,668	373,068	9.8	759	31.12.2052
499	1,753	6,505	12,817	25,659	108,226	32,327	123,644	264,197	-	-	35,858	-	66,484	366,539	9.6	746	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (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										
397	1,455	5,644	11,380	23,325	103,298	30,855	118,014	252,167	-	-	42,538	-	65,299	360,004	9.4	733	31.12.2054
334	1,275	5,170	10,666	22,383	104,083	31,090	118,912	254,085	-	-	35,592	-	64,185	353,862	9.3	720	31.12.2055
273	1,087	4,610	9,732	20,908	102,088	30,494	116,632	249,214	-	-	35,463	-	63,077	347,754	9.1	708	31.12.2056
223	927	4,109	8,876	19,524	100,092	29,898	114,352	244,342	-	-	35,335	-	61,969	341,646	9.0	695	31.12.2057
183	793	3,674	8,122	18,290	98,454	29,408	112,481	240,343	-	-	35,209	-	61,055	336,607	8.8	683	31.12.2058
146	663	3,212	7,264	16,748	94,665	27,140	107,152	228,958	-	-	41,906	-	60,016	330,881	8.6	671	31.12.2059
123	582	2,948	6,823	16,106	95,587	27,416	108,205	231,208	-	-	34,969	-	58,978	325,155	8.5	660	31.12.2060
103	508	2,691	6,373	15,402	95,976	27,532	108,650	232,158	-	-	34,865	-	59,165	326,188	8.3	648	31.12.2061
77	398	2,205	5,344	13,222	86,512	28,232	100,940	215,684	11,807	-	34,745	-	58,105	320,341	8.2	636	31.12.2062
63	339	1,963	4,868	12,332	84,728	27,699	98,901	211,328	11,807	-	34,634	-	57,115	314,883	8.1	625	31.12.2063
(0)	(1)	(7)	(19)	(49)	(354)	2,285	1,698	3,628	11,807	-	5,698	-	4,683	25,817	0.7	51	31.12.2064
1,009,483	1,275,664	1,744,379	2,136,681	2,737,897	5,463,609	1,487,010	5,221,891	12,172,509	35,421	141,914	1,648,304	-	3,101,625	17,099,774	449.0	34,883	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 הונית, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(5) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווה (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁴

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,167,090	1,445,710	1,063,489	840,810	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,102,871	1,739,301	1,278,035	1,012,306
עתודות צפויות (Probable Reserves)	515,952	94,906	68,844	56,531	עתודות צפויות (Probable Reserves)	637,214	116,712	83,414	67,524
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,683,042	1,540,616	1,132,334	897,341	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,740,085	1,856,012	1,361,449	1,079,830
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	227,507	41,553	25,819	18,610	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	279,028	50,478	30,940	21,940
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,910,549	1,582,170	1,158,153	915,952	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,019,113	1,906,491	1,392,389	1,101,770
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,933,994	1,371,983	1,009,286	797,248	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,335,908	1,810,771	1,329,544	1,052,965
עתודות צפויות (Probable Reserves)	486,959	90,393	65,961	54,384	עתודות צפויות (Probable Reserves)	666,574	121,551	86,547	69,840
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,420,953	1,462,376	1,075,247	851,632	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,002,482	1,932,322	1,416,091	1,122,806
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	214,884	39,404	24,563	17,758	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	291,819	52,715	32,251	22,820
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,635,836	1,501,780	1,099,809	869,390	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,294,301	1,985,037	1,448,342	1,145,626

¹⁴ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
752,434	953,821	1,297,054	3,700,294	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,095,367	1,383,008	1,884,450	5,571,631	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
52,308	63,088	85,795	457,487	עתודות צפויות (Probable Reserves)	72,477	90,038	126,792	696,661	עתודות צפויות (Probable Reserves)
804,742	1,016,908	1,382,850	4,157,781	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,167,844	1,473,046	2,011,242	6,268,292	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
16,903	23,295	37,223	201,970	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	23,675	33,524	54,895	304,485	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
821,646	1,040,204	1,420,072	4,359,752	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,191,519	1,506,570	2,066,137	6,572,777	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
840,327	1,062,671	1,444,148	4,158,197	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,013,618	1,277,751	1,729,309	4,697,528	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
54,919	66,994	92,745	512,081	עתודות צפויות (Probable Reserves)	67,663	83,564	116,222	566,499	עתודות צפויות (Probable Reserves)
895,246	1,129,665	1,536,893	4,670,278	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable) (Reserves)	1,081,280	1,361,314	1,845,531	5,264,026	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable) (Reserves)
20,354	27,798	43,791	230,036	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	21,932	30,826	49,686	244,111	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
915,600	1,157,464	1,580,684	4,900,314	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,103,213	1,392,140	1,895,217	5,508,137	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
794,197	1,005,425	1,366,652	3,916,810	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,054,610	1,328,131	1,792,769	4,725,884	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
54,235	65,760	90,078	484,919	עתודות צפויות (Probable Reserves)	70,111	86,915	121,018	554,170	עתודות צפויות (Probable Reserves)
848,433	1,071,185	1,456,730	4,401,729	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable) (Reserves)	1,124,721	1,415,046	1,913,787	5,280,054	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable) (Reserves)
17,736	24,518	39,303	214,082	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	22,827	32,172	51,976	253,568	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
866,169	1,095,704	1,496,034	4,615,812	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,147,548	1,447,218	1,965,763	5,533,622	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%¹⁵				
749,445	949,964	1,291,505	3,679,691	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,097,037	1,379,585	1,855,934	4,747,122	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
50,965	61,464	83,760	452,424	עתודות צפויות (Probable Reserves)	72,916	90,630	125,850	528,367	עתודות צפויות (Probable Reserves)
800,409	1,011,428	1,375,265	4,132,115	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	1,169,953	1,470,216	1,981,784	5,275,488	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
16,875	23,236	37,088	200,862	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	23,760	33,732	55,250	284,809	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
817,284	1,034,664	1,412,353	4,332,978	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,193,713	1,503,948	2,037,034	5,560,298	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

¹⁵ יצוין כי בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(ב) משאבים מותנים במאגר לויתן

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח NSAI, הפרויקט המתייחס למשאבים המותנים של גז וקונדנסט במאגר לויתן מסווג כפרויקט ברמת בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), ושיעור המשאבים הוא כמפורט להלן:

גז טבעי ¹⁶						
BCF						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁷			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
244.5	-	244.5	2,050.3	-	2,050.3	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
751.6	376.9	374.7	6,302.8	3,160.5	3,142.3	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
1,257.7	906.3	351.4	10,547.0	7,600.0	2,947.0	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

קונדנסט ¹⁸						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁹			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
0.5	-	0.5	4.5	-	4.5	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
1.7	0.8	0.8	13.9	7.0	6.9	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
2.8	2.0	0.8	23.2	16.7	6.5	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

¹⁶ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁷ ראו הערת שוליים 4 לעיל.
¹⁸ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.
¹⁹ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

- (2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווייתן, השוקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השוקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור וכן בחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 11 לדוח התקופתי. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 10.4.4(א), 10.4.4(ב) ו-11.2 לדוח התקופתי, סעיפים 4 ו-5 לדוח רבעון שני וסעיף 5 לדוח רבעון שלישי.
- (3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של המשאבים המותנים בפרויקט לווייתן 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 הנ"ל, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

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, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

נתוני תזרים מהוון (4)

בהתאם להנחות השונות שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1(א)(3) לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2023 באלפי דולר לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות, מן המשאבים המותנים שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל: ²⁰

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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%
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	37	0.5	13,328	2,417	-	66	-	-	10,844	-	2,494	8,350	7,391	6,969	6,580	5,888
31.12.2027	55	0.7	19,703	3,574	-	98	-	-	16,031	10,168	1,349	4,515	3,806	3,505	3,234	2,768
31.12.2028	67	0.9	24,505	4,445	-	121	-	-	19,939	10,092	2,265	7,582	6,087	5,476	4,938	4,042
31.12.2029	55	0.7	20,767	3,767	-	101	-	-	16,899	11,229	1,304	4,366	3,339	2,933	2,585	2,024
31.12.2030	64	0.8	24,683	4,477	-	119	-	36,722	(16,635)	(5,953)	5,567	(16,249)	(11,833)	(10,155)	(8,745)	(6,551)
31.12.2031	55	0.7	23,444	4,252	-	108	-	-	19,084	8,931	1,490	8,662	6,008	5,036	4,238	3,037
31.12.2032	67	0.9	30,702	5,569	-	137	-	-	24,996	11,698	2,214	11,084	7,321	5,994	4,930	3,379
31.12.2033	55	0.7	26,242	4,760	-	115	-	-	21,367	10,000	1,770	9,597	6,037	4,828	3,881	2,544
31.12.2034	64	0.8	30,443	5,522	-	134	-	-	24,787	11,600	2,188	10,999	6,589	5,147	4,043	2,535
31.12.2035	55	0.7	26,378	4,784	-	117	-	-	21,477	10,051	1,783	9,642	5,502	4,197	3,222	1,933
31.12.2036	67	0.9	31,922	5,790	-	141	-	-	25,990	12,163	2,336	11,491	6,245	4,653	3,491	2,003
31.12.2037	55	0.7	26,378	4,784	-	117	-	-	21,476	10,051	1,783	9,642	4,990	3,632	2,663	1,461
31.12.2038	67	0.9	31,786	5,765	-	142	-	-	25,879	12,111	2,322	11,446	5,641	4,011	2,874	1,508
31.12.2039	85	1.1	40,657	7,374	-	182	-	-	33,100	15,491	3,206	14,404	6,761	4,695	3,288	1,651
31.12.2040	135	1.7	64,311	11,665	-	289	-	36,722	15,635	7,317	9,515	(1,197)	(535)	(363)	(248)	(119)
31.12.2041	159	2.1	75,769	13,743	-	342	-	-	61,684	28,868	6,703	26,113	11,118	7,366	4,926	2,263
31.12.2042	202	2.6	96,098	17,431	-	436	-	-	78,231	36,612	8,728	32,891	13,338	8,630	5,640	2,478
31.12.2043	227	2.9	107,925	19,576	-	491	-	-	87,858	41,117	9,906	36,835	14,225	8,991	5,742	2,414
31.12.2044	270	3.5	128,623	23,330	-	588	-	32,882	71,823	33,613	15,128	23,082	8,490	5,241	3,271	1,315
31.12.2045	290	3.7	137,863	25,006	-	633	-	32,882	79,343	37,132	15,292	26,918	9,429	5,685	3,468	1,334
31.12.2046	327	4.2	155,604	28,224	-	717	-	32,882	93,781	43,890	16,303	33,589	11,206	6,599	3,934	1,447
31.12.2047	347	4.5	165,214	29,967	-	765	-	32,882	101,600	47,549	16,503	37,548	11,930	6,863	3,998	1,407

²⁰ 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 31.12.2023 (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 זג (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										
159	452	1,344	2,360	4,200	13,881	18,872	28,813	61,566	-	69,604	749	-	29,230	161,148	4.4	339	31.12.2048
309	914	2,839	5,103	9,298	32,263	11,863	38,818	82,943	-	32,882	666	-	25,811	142,302	3.9	299	31.12.2049
370	1,144	3,714	6,830	12,742	46,425	6,329	46,407	99,160	-	-	798	-	22,148	122,107	3.3	256	31.12.2050
267	859	2,917	5,489	10,483	40,105	4,989	39,669	84,763	-	-	935	-	18,988	104,686	2.8	218	31.12.2051
192	646	2,294	4,417	8,638	34,697	3,374	33,491	71,562	-	-	1,067	-	16,093	88,721	2.4	183	31.12.2052
137	480	1,782	3,512	7,030	29,653	1,867	27,729	59,249	-	-	1,182	-	13,390	73,821	1.9	151	31.12.2053
95	348	1,351	2,723	5,582	24,720	885	22,524	48,129	-	-	1,296	-	10,951	60,377	1.6	121	31.12.2054
64	243	986	2,034	4,269	19,852	413	17,828	38,093	-	-	1,042	-	8,671	47,807	1.2	95	31.12.2055
41	163	689	1,455	3,126	15,263	25	13,448	28,736	-	-	776	-	6,539	36,051	0.9	71	31.12.2056
24	101	448	969	2,131	10,924	(289)	9,355	19,990	-	-	540	-	4,549	25,079	0.6	50	31.12.2057
12	52	240	529	1,192	6,419	(104)	5,555	11,869	-	-	321	-	2,701	14,891	0.4	30	31.12.2058
5	23	111	250	577	3,260	(767)	2,193	4,685	-	-	127	-	1,066	5,878	0.2	12	31.12.2059
0	2	10	23	54	323	(1,154)	(731)	(1,562)	-	-	(42)	-	(355)	(1,959)	(0.0)	(4)	31.12.2060
(2)	(11)	(59)	(140)	(338)	(2,108)	(1,880)	(3,508)	(7,496)	-	-	(202)	-	(1,706)	(9,405)	(0.2)	(19)	31.12.2061
(9)	(44)	(242)	(587)	(1,453)	(9,509)	(1,590)	(9,764)	(20,864)	8,370	-	(337)	-	(2,843)	(15,674)	(0.4)	(31)	31.12.2062
(9)	(49)	(283)	(701)	(1,775)	(12,196)	(2,393)	(12,834)	(27,423)	8,370	-	(515)	-	(4,336)	(23,903)	(0.6)	(47)	31.12.2063
(10)	(54)	(326)	(826)	(2,142)	(15,453)	(1,319)	-	(16,772)	8,370	-	(227)	-	(1,912)	(10,541)	(0.3)	(21)	31.12.2064
27,378	46,029	89,768	133,373	206,699	559,826	169,268	662,723	1,391,817	25,110	307,457	14,134	-	385,210	2,123,728	58.1	4,511	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(5,877)	(8,086)	(11,286)	(13,410)	(15,998)	(23,067)	3,530	(17,186)	(36,722)	-	36,722	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
558	802	1,170	1,423	1,738	2,631	(311)	2,040	4,360	-	-	24	-	971	5,355	0.1	12	31.12.2032
738	1,106	1,687	2,099	2,625	4,173	150	3,803	8,125	-	-	44	-	1,810	9,979	0.3	21	31.12.2033
1,306	2,042	3,256	4,145	5,307	8,858	1,549	9,155	19,561	-	-	106	-	4,358	24,024	0.7	51	31.12.2034
1,300	2,121	3,537	4,607	6,039	10,583	2,064	11,126	23,774	-	-	129	-	5,296	29,199	0.8	61	31.12.2035
1,588	2,704	4,713	6,282	8,431	15,514	3,537	16,759	35,810	-	-	195	-	7,978	43,983	1.2	92	31.12.2036
1,429	2,538	4,625	6,308	8,667	16,746	3,905	18,167	38,819	-	-	212	-	8,648	47,679	1.3	100	31.12.2037
1,506	2,792	5,319	7,423	10,441	21,184	5,231	23,237	49,651	-	-	272	-	11,062	60,985	1.7	128	31.12.2038
1,343	2,597	5,173	7,387	10,638	22,662	5,672	24,926	53,261	-	-	293	-	11,866	65,420	1.8	138	31.12.2039
1,350	2,725	5,674	8,292	12,226	27,346	7,071	30,277	64,694	-	-	357	-	14,414	79,465	2.2	167	31.12.2040
199	420	913	1,366	2,062	4,842	11,319	14,217	30,378	-	36,722	372	-	14,950	82,422	2.2	173	31.12.2041
1,115	2,451	5,577	8,533	13,188	32,522	8,617	36,190	77,329	-	-	431	-	17,229	94,989	2.6	200	31.12.2042
964	2,212	5,262	8,239	13,035	33,753	8,985	37,597	80,336	-	-	449	-	17,900	98,685	2.7	207	31.12.2043
913	2,184	5,432	8,702	14,096	38,324	10,351	42,819	91,494	-	-	551	-	20,395	112,440	3.0	236	31.12.2044
776	1,938	5,039	8,260	13,699	39,106	10,584	43,713	93,404	-	-	712	-	20,854	114,969	3.1	241	31.12.2045
371	967	2,628	4,408	7,485	22,437	14,936	32,877	70,249	-	32,882	909	-	23,053	127,093	3.4	266	31.12.2046
618	1,681	4,778	8,202	14,258	44,874	11,325	49,438	105,637	-	-	1,067	-	23,643	130,346	3.5	272	31.12.2047
565	1,604	4,765	8,370	14,896	49,228	12,625	54,412	116,266	-	-	1,270	-	26,043	143,579	3.9	299	31.12.2048
280	828	2,572	4,623	8,424	29,230	15,983	39,774	84,987	-	32,882	1,423	-	26,432	145,723	3.9	303	31.12.2049
270	834	2,708	4,979	9,289	33,845	16,379	44,182	94,406	-	32,882	1,614	-	28,561	157,463	4.2	327	31.12.2050
370	1,191	4,044	7,610	14,535	55,607	13,115	60,454	129,176	-	-	1,754	-	29,011	159,941	4.3	332	31.12.2051
215	722	2,561	4,932	9,644	38,739	17,955	49,874	106,568	-	32,882	1,951	-	31,331	172,731	4.6	358	31.12.2052
77	270	1,003	1,977	3,958	16,695	20,809	32,993	70,498	-	69,604	2,078	-	31,503	173,683	4.6	360	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
(9)	(32)	(123)	(248)	(509)	(2,255)	21,311	16,764	35,820	-	98,645	2,178	-	30,277	166,920	4.5	347	31.12.2054
121	463	1,878	3,875	8,131	37,810	11,616	43,480	92,906	-	32,882	2,250	-	28,370	156,407	4.2	325	31.12.2055
148	591	2,504	5,286	11,357	55,451	7,009	54,946	117,405	-	-	2,324	-	26,529	146,258	3.9	303	31.12.2056
111	460	2,039	4,404	9,686	49,660	5,770	48,761	104,191	-	-	2,385	-	23,614	130,191	3.6	283	31.12.2057
86	375	1,736	3,837	8,641	46,517	4,831	45,171	96,519	-	-	2,455	-	21,930	120,904	3.4	263	31.12.2058
69	312	1,511	3,417	7,878	44,526	3,061	41,863	89,450	-	-	2,528	-	20,380	112,357	3.1	244	31.12.2059
53	249	1,259	2,913	6,877	40,814	2,934	38,485	82,233	-	-	2,563	-	18,788	103,584	2.9	226	31.12.2060
40	199	1,054	2,496	6,033	37,593	2,463	35,237	75,293	-	-	2,362	-	17,206	94,860	2.7	208	31.12.2061
25	127	701	1,698	4,200	27,481	3,267	27,050	57,799	11,160	-	2,178	-	15,762	86,899	2.5	192	31.12.2062
18	95	552	1,369	3,469	23,834	3,709	24,229	51,771	11,160	-	2,003	-	14,388	79,322	2.3	176	31.12.2063
(4)	(20)	(121)	(308)	(798)	(5,759)	(2,072)	(3,031)	(10,863)	11,160	-	24	-	71	391	0.0	2	31.12.2064
12,633	31,457	84,140	143,495	253,646	901,505	269,281	1,033,797	2,204,582	33,480	406,102	39,461	-	594,622	3,278,247	89.0	6,913	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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)	מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2032
(4,081)	(6,114)	(9,327)	(11,604)	(14,511)	(23,067)	3,530	(17,186)	(36,722)	-	36,722	-	-	-	-	-	-	31.12.2033
561	877	1,398	1,780	2,279	3,803	39	3,380	7,223	-	-	39	-	1,609	8,871	0.2	19	31.12.2034
634	1,034	1,724	2,246	2,944	5,159	444	4,929	10,533	-	-	57	-	2,346	12,936	0.4	27	31.12.2035
1,020	1,737	3,028	4,036	5,416	9,967	1,880	10,422	22,269	-	-	121	-	4,961	27,351	0.7	57	31.12.2036
924	1,641	2,991	4,079	5,605	10,829	2,138	11,407	24,375	-	-	133	-	5,430	29,938	0.8	63	31.12.2037
1,077	1,996	3,802	5,306	7,464	15,144	3,427	16,336	34,906	-	-	191	-	7,777	42,874	1.2	90	31.12.2038
963	1,863	3,710	5,298	7,629	16,253	3,758	17,603	37,614	-	-	207	-	8,380	46,201	1.3	97	31.12.2039
1,028	2,074	4,319	6,311	9,305	20,813	5,120	22,813	48,746	-	-	269	-	10,861	59,876	1.6	126	31.12.2040
887	1,868	4,066	6,079	9,177	21,552	5,341	23,658	50,551	-	-	280	-	11,263	62,094	1.7	131	31.12.2041
88	192	438	670	1,035	2,552	10,086	11,118	23,757	-	36,722	337	-	13,475	74,291	2.0	156	31.12.2042
773	1,772	4,215	6,599	10,442	27,038	6,431	29,442	62,911	-	-	388	-	14,026	77,325	2.1	162	31.12.2043
737	1,765	4,389	7,032	11,391	30,970	8,154	34,418	73,542	-	-	590	-	16,426	90,558	2.4	190	31.12.2044
628	1,567	4,075	6,680	11,079	31,628	8,350	35,169	75,147	-	-	741	-	16,815	92,702	2.5	193	31.12.2045
587	1,529	4,157	6,972	11,839	35,487	9,503	39,578	84,568	-	-	930	-	18,944	104,442	2.8	218	31.12.2046
501	1,363	3,875	6,651	11,562	36,389	9,772	40,608	86,769	-	-	1,078	-	19,464	107,311	2.9	223	31.12.2047
229	650	1,932	3,394	6,041	19,963	14,197	30,050	64,210	-	32,882	1,272	-	21,795	120,159	3.2	249	31.12.2048
400	1,184	3,677	6,608	12,040	41,780	10,401	45,903	98,084	-	-	1,407	-	22,044	121,535	3.2	252	31.12.2049
199	615	1,999	3,676	6,857	24,984	14,714	34,923	74,622	-	32,882	1,597	-	24,174	133,274	3.6	276	31.12.2050
175	565	1,919	3,612	6,898	26,391	14,152	35,666	76,210	-	32,882	1,728	-	24,555	135,374	3.6	280	31.12.2051
285	959	3,404	6,554	12,816	51,482	11,883	55,742	119,107	-	-	1,916	-	26,815	147,838	3.9	305	31.12.2052
142	497	1,844	3,634	7,275	30,686	15,550	40,674	86,910	-	32,882	2,042	-	26,995	148,829	4.0	307	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
126	460	1,783	3,595	7,370	32,637	16,241	42,998	91,876	-	36,722	2,217	-	28,985	159,800	4.2	329	31.12.2054
(15)	(58)	(237)	(488)	(1,025)	(4,767)	21,379	14,614	31,227	-	98,645	2,340	-	29,295	161,507	4.3	333	31.12.2055
60	238	1,007	2,126	4,569	22,306	16,779	34,384	73,469	-	65,763	2,512	-	31,407	173,151	4.6	357	31.12.2056
140	584	2,591	5,597	12,312	63,118	8,099	62,649	133,866	-	-	2,597	-	30,237	166,699	4.4	343	31.12.2057
110	479	2,218	4,904	11,043	59,443	7,492	58,883	125,818	-	-	2,668	-	28,469	156,955	4.2	324	31.12.2058
89	402	1,948	4,405	10,157	57,408	5,708	55,523	118,639	-	-	2,734	-	26,893	148,266	3.9	305	31.12.2059
70	330	1,672	3,870	9,134	54,210	5,244	52,302	111,756	-	-	2,801	-	25,383	139,940	3.7	287	31.12.2060
52	257	1,363	3,229	7,803	48,625	4,558	46,785	99,967	-	-	2,857	-	22,783	125,608	3.5	271	31.12.2061
34	178	983	2,382	5,895	38,569	5,379	38,661	82,609	11,160	-	2,898	-	21,419	118,087	3.3	255	31.12.2062
27	143	828	2,052	5,198	35,710	5,016	35,826	76,552	11,160	-	2,724	-	20,038	110,474	3.1	239	31.12.2063
(0)	(2)	(10)	(24)	(63)	(453)	(1,882)	(1,698)	(4,033)	11,160	-	209	-	1,625	8,961	0.2	19	31.12.2064
8,448	22,643	65,782	117,261	216,974	846,610	252,884	967,580	2,067,074	33,480	406,102	41,880	-	564,689	3,113,225	83.5	6,483	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 וימכרו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

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

להלן טבלאות המסכמות את נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומהמשאבים המותנים המובאות בנוסף על נתוני התזרימים המהוונים מהעתודות והמשאבים המותנים כאמור בסעיפים 1(א) (3) ו- 1(ב) (4) לעיל.²¹

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

עד ליום	כמות 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%)	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%
31.12.2024	825	10.6	363,733	65,975	-	49,400	86,870	-	161,487	-	39,438	122,049	119,108	117,715	116,369	113,811	111,415
31.12.2025	888	11.4	393,667	71,405	-	47,342	42,541	-	232,378	-	44,320	188,059	174,787	168,726	163,006	152,492	143,061
31.12.2026	1,014	13.0	446,160	80,926	-	44,133	10,780	-	310,320	-	54,102	256,218	226,796	213,839	201,896	180,661	162,426
31.12.2027	1,032	13.3	453,197	82,203	-	45,721	825	-	324,448	65,996	38,719	219,733	185,239	170,595	157,406	134,727	116,081
31.12.2028	1,043	13.4	467,712	84,836	-	45,201	670	-	337,005	112,561	30,938	193,507	155,362	139,752	126,017	103,170	85,188
31.12.2029	1,032	13.3	470,841	85,403	-	52,120	227	-	333,091	137,773	24,306	171,012	130,763	114,890	101,244	79,285	62,738
31.12.2030	1,040	13.4	483,467	87,693	-	45,625	36,722	-	313,426	145,625	40,483	127,319	92,718	79,568	68,524	51,328	38,924
31.12.2031	1,032	13.3	489,616	88,809	-	38,985	-	-	361,823	169,333	38,374	154,116	106,888	89,595	75,405	54,027	39,263
31.12.2032	1,043	13.4	512,775	93,009	-	39,288	-	-	380,477	178,063	40,744	161,670	106,787	87,429	71,910	49,283	34,323
31.12.2033	1,032	13.3	517,674	93,898	-	39,362	-	-	384,414	179,906	41,235	163,274	102,711	82,136	66,022	43,280	28,886
31.12.2034	1,040	13.4	522,025	94,687	-	46,272	-	-	381,066	178,339	41,766	160,961	96,435	75,324	59,169	37,102	23,731
31.12.2035	1,032	13.3	507,552	92,062	-	35,256	-	-	380,234	177,949	43,643	158,642	90,519	69,059	53,015	31,797	19,491
31.12.2036	1,043	13.4	513,087	93,066	-	35,291	-	-	384,730	180,053	45,033	159,643	86,753	64,646	48,500	27,824	16,345
31.12.2037	1,032	13.3	507,552	92,062	-	35,278	-	-	380,212	177,939	45,659	156,614	81,054	58,995	43,254	23,736	13,362
31.12.2038	1,040	13.4	511,610	92,798	-	35,307	-	-	383,506	179,481	46,068	157,957	77,856	55,350	39,659	20,817	11,231
31.12.2039	1,032	13.3	507,528	92,058	-	42,117	-	-	373,354	174,729	44,836	153,788	72,192	50,129	35,102	17,624	9,112
31.12.2040	1,043	13.4	513,063	93,061	-	35,336	36,722	-	347,943	162,837	50,176	134,930	60,323	40,914	27,998	13,446	6,662
31.12.2041	1,032	13.3	507,528	92,058	-	35,323	-	-	380,148	177,909	45,670	156,568	66,664	44,163	29,535	13,567	6,442
31.12.2042	1,040	13.4	511,587	92,794	-	35,353	-	-	383,440	179,450	46,073	157,917	64,036	41,435	27,081	11,899	5,415
31.12.2043	1,032	13.3	507,528	92,058	-	35,347	-	-	380,124	177,898	45,667	156,558	60,462	38,213	24,407	10,258	4,473
31.12.2044	1,043	13.4	513,063	93,061	-	42,203	32,882	-	344,917	161,421	48,544	134,952	49,636	30,641	19,126	7,689	3,213
31.12.2045	1,032	13.3	507,528	92,058	-	35,373	32,882	-	347,217	162,497	48,069	136,650	47,867	28,862	17,606	6,770	2,712
31.12.2046	1,040	13.4	511,587	92,794	-	35,404	32,882	-	350,507	164,037	47,716	138,754	46,290	27,262	16,252	5,978	2,294
31.12.2047	1,032	13.3	507,597	92,070	-	35,399	32,882	-	347,246	162,511	46,560	138,175	43,902	25,254	14,713	5,176	1,904

²¹ 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 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
1,268	3,598	10,691	18,777	33,419	110,442	47,715	139,131	297,288	-	69,604	35,336	-	89,123	491,351	12.8	996	31.12.2048
1,167	3,455	10,733	19,289	35,147	121,960	38,656	141,293	301,909	-	32,882	42,022	-	83,492	460,304	12.0	931	31.12.2049
1,077	3,326	10,801	19,863	37,056	135,014	32,790	147,618	315,422	-	-	35,067	-	77,659	428,148	11.1	863	31.12.2050
829	2,672	9,071	17,070	32,603	124,728	30,267	136,349	291,344	-	-	34,940	-	72,296	398,580	10.3	801	31.12.2051
640	2,151	7,635	14,702	28,749	115,481	27,504	125,784	268,770	-	-	34,822	-	67,268	370,859	9.6	743	31.12.2052
493	1,731	6,422	12,654	25,333	106,851	24,926	115,924	247,701	-	-	34,711	-	62,575	344,987	8.9	688	31.12.2053
368	1,347	5,227	10,539	21,601	95,666	22,077	103,578	221,320	-	-	41,425	-	58,217	320,963	8.2	638	31.12.2054
289	1,105	4,484	9,250	19,410	90,260	21,444	98,266	209,970	-	-	34,145	-	54,090	298,205	7.6	591	31.12.2055
220	877	3,718	7,849	16,864	82,339	20,060	90,081	192,480	-	-	33,671	-	50,109	276,260	7.1	548	31.12.2056
167	694	3,076	6,644	14,615	74,925	18,828	82,474	176,227	-	-	33,243	-	46,413	255,884	6.5	507	31.12.2057
125	543	2,518	5,566	12,534	67,472	18,132	75,306	160,911	-	-	32,841	-	42,930	236,683	6.0	469	31.12.2058
92	417	2,021	4,572	10,540	59,576	14,918	65,532	140,026	-	-	39,291	-	39,732	219,049	5.6	434	31.12.2059
73	345	1,746	4,041	9,539	56,612	14,524	62,578	133,713	-	-	32,131	-	36,747	202,591	5.2	402	31.12.2060
55	273	1,447	3,427	8,283	51,617	13,032	56,871	121,520	-	-	31,814	-	33,975	187,308	4.8	371	31.12.2061
30	157	869	2,106	5,211	34,099	13,826	42,160	90,086	20,177	-	31,523	-	31,416	173,202	4.4	343	31.12.2062
22	116	671	1,665	4,218	28,976	12,296	36,307	77,579	20,177	-	31,198	-	28,573	157,527	4.0	312	31.12.2063
(12)	(66)	(401)	(1,018)	(2,639)	(19,041)	-	-	(19,041)	20,177	-	5,311	-	1,429	7,876	0.2	16	31.12.2064
955,597	1,218,489	1,683,949	2,071,488	2,657,633	5,196,043	1,409,135	4,925,562	11,530,739	60,531	449,371	1,529,929	-	3,006,885	16,577,455	439.5	34,150	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 2P+2C (Proved+ Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
121,450	124,062	126,851	128,317	129,836	133,042	42,722	-	175,764	-	86,870	50,100	-	69,294	382,027	11.2	867	31.12.2024
156,207	166,505	177,985	184,230	190,849	205,340	49,481	-	254,821	-	42,541	48,314	-	76,593	422,270	12.3	953	31.12.2025
171,701	190,977	213,425	226,050	239,747	270,848	58,473	-	329,321	-	10,780	45,131	-	85,357	470,589	13.7	1,062	31.12.2026
114,083	132,408	154,697	167,659	182,051	215,951	37,589	87,988	341,528	-	825	47,656	-	86,416	476,426	13.6	1,053	31.12.2027
87,222	105,634	129,026	143,089	159,071	198,127	32,318	129,308	359,753	-	670	48,557	-	90,619	499,599	13.7	1,064	31.12.2028
63,830	80,664	103,005	116,889	133,039	173,988	25,195	156,220	355,403	-	227	55,484	-	91,092	502,207	13.6	1,053	31.12.2029
48,507	63,966	85,395	99,158	115,546	158,666	39,426	174,261	372,353	-	-	49,066	-	93,375	514,794	13.7	1,062	31.12.2030
34,965	48,112	67,150	79,786	95,185	137,242	44,851	160,187	342,281	-	36,722	42,090	-	93,303	514,396	13.6	1,053	31.12.2031
35,467	50,925	74,307	90,343	110,346	167,058	42,354	184,219	393,630	-	-	42,471	-	96,629	532,730	13.7	1,064	31.12.2032
29,739	44,557	67,969	84,560	105,742	168,091	42,674	185,410	396,174	-	-	42,561	-	97,212	535,947	13.6	1,053	31.12.2033
24,461	38,244	60,991	77,642	99,403	165,915	43,246	183,998	393,159	-	-	49,500	-	98,082	540,741	13.7	1,062	31.12.2034
19,727	32,183	53,658	69,896	91,616	160,564	44,217	180,146	384,927	-	-	39,829	-	94,115	518,871	13.6	1,053	31.12.2035
16,542	28,161	49,086	65,427	87,801	161,571	45,609	182,256	389,437	-	-	39,895	-	95,129	524,461	13.7	1,064	31.12.2036
13,526	24,027	43,785	59,719	82,049	158,536	46,233	180,136	384,905	-	-	39,851	-	94,115	518,871	13.6	1,053	31.12.2037
11,377	21,087	40,174	56,069	78,868	160,009	46,681	181,825	388,514	-	-	39,905	-	94,927	523,346	13.7	1,062	31.12.2038
9,226	17,844	35,541	50,756	73,094	155,710	45,411	176,926	378,046	-	-	46,691	-	94,111	518,848	13.6	1,053	31.12.2039
7,917	15,979	33,272	48,621	71,687	160,347	46,799	182,226	389,372	-	-	39,941	-	95,125	524,438	13.7	1,064	31.12.2040
5,555	11,698	25,466	38,079	57,481	135,001	50,197	162,919	348,118	-	36,722	39,897	-	94,111	518,848	13.6	1,053	31.12.2041
5,485	12,054	27,433	41,974	64,868	159,968	46,686	181,794	388,448	-	-	39,953	-	94,922	523,323	13.7	1,062	31.12.2042
4,528	10,384	24,707	38,682	61,205	158,480	46,241	180,094	384,815	-	-	39,922	-	94,111	518,848	13.6	1,053	31.12.2043
3,733	8,933	22,221	35,599	57,667	156,787	45,736	178,159	380,682	-	-	44,050	-	94,110	518,842	13.7	1,064	31.12.2044
3,130	7,815	20,322	33,315	55,252	157,731	46,018	179,238	382,987	-	-	37,220	-	93,107	513,314	13.6	1,053	31.12.2045
2,291	5,969	16,228	27,221	46,221	138,548	49,618	165,530	353,696	-	32,882	37,254	-	93,910	517,742	13.7	1,062	31.12.2046
2,184	5,938	16,877	28,969	50,360	158,501	45,265	179,253	383,019	-	-	37,247	-	93,120	513,387	13.6	1,053	31.12.2047
1,844	5,232	15,547	27,306	48,599	160,608	45,895	181,661	388,164	-	-	37,289	-	94,269	519,722	13.7	1,064	31.12.2048
1,295	3,833	11,907	21,400	38,994	135,309	47,669	160,965	343,943	-	32,882	44,095	-	93,265	514,185	13.6	1,053	31.12.2049
1,119	3,457	11,227	20,646	38,516	140,331	48,187	165,839	354,356	-	32,882	37,313	-	94,069	518,620	13.7	1,062	31.12.2050
1,062	3,424	11,624	21,874	41,780	159,834	44,248	179,531	383,613	-	-	37,307	-	93,265	514,185	13.6	1,053	31.12.2051
779	2,619	9,296	17,899	35,001	140,598	48,381	166,244	355,223	-	32,882	37,348	-	94,269	519,722	13.7	1,064	31.12.2052
537	1,886	6,998	13,789	27,606	116,435	50,602	146,942	313,979	-	69,604	37,337	-	93,265	514,185	13.6	1,053	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 2P+2C (Proved+ Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

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	1,026	13.2	501,618	90,985	-	44,110	98,645	-	267,877	125,366	49,705	92,805	20,956	10,224	5,071	1,307	357
31.12.2055	991	12.8	484,616	87,902	-	37,227	32,882	-	326,606	152,851	40,211	133,543	28,718	13,685	6,634	1,635	428
31.12.2056	956	12.3	467,977	84,884	-	37,163	-	-	345,931	161,896	34,971	149,064	30,530	14,210	6,731	1,587	398
31.12.2057	922	11.9	452,091	82,002	-	37,101	-	-	332,987	155,838	33,765	143,384	27,968	12,715	5,886	1,328	319
31.12.2058	890	11.5	436,567	79,186	-	37,041	-	-	320,340	149,919	32,218	138,203	25,674	11,401	5,158	1,113	256
31.12.2059	859	11.1	421,783	76,505	-	43,802	-	-	301,476	141,091	28,130	132,256	23,399	10,149	4,487	926	204
31.12.2060	829	10.7	407,666	73,944	-	36,900	-	-	296,822	138,913	28,316	129,593	21,836	9,251	3,997	789	167
31.12.2061	799	10.3	393,065	71,296	-	36,578	-	-	285,191	133,469	27,271	124,450	19,971	8,264	3,490	659	134
31.12.2062	771	9.9	379,225	68,785	-	36,274	-	22,967	251,199	117,561	28,773	104,865	16,027	6,477	2,673	483	94
31.12.2063	744	9.6	365,770	66,345	-	35,978	-	22,967	240,481	112,545	28,640	99,296	14,453	5,706	2,301	398	74
31.12.2064	61	0.8	29,781	5,402	-	5,798	-	22,967	(4,386)	-	561	(4,947)	(686)	(264)	(104)	(17)	(3)
סה"כ	40,291	518.6	19,585,640	3,552,522	-	1,661,245	548,016	68,901	13,754,956	5,962,723	1,680,581	6,111,651	2,898,321	2,216,780	1,782,494	1,278,784	1,001,919

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של

השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט אלפי חביות) 100%) מנכס הנפט)	כמות 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%)	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%
31.12.2024	867	11.2	382,192	69,323	-	50,101	86,870	-	175,897	-	42,752	133,145	129,936	128,416	126,949	124,158	121,544	
31.12.2025	983	12.7	442,387	80,242	-	49,236	42,541	-	270,368	-	53,057	217,311	201,975	194,971	188,362	176,212	165,314	
31.12.2026	1,062	13.7	477,903	86,684	-	45,899	10,780	-	334,540	-	58,377	270,529	239,464	225,784	213,173	190,752	171,499	
31.12.2027	1,053	13.6	484,273	87,839	-	48,376	825	-	347,232	-	37,978	217,254	183,149	168,670	155,630	133,206	114,771	
31.12.2028	1,064	13.7	513,060	93,061	-	49,465	670	-	369,864	-	33,094	200,725	161,157	144,965	130,718	107,019	88,366	
31.12.2029	1,053	13.6	515,414	93,488	-	56,388	227	-	365,311	-	25,809	176,041	134,609	118,268	104,221	81,616	64,583	
31.12.2030	1,062	13.7	527,866	95,746	-	49,982	-	-	382,138	-	40,623	162,674	118,465	101,663	87,552	65,582	49,733	
31.12.2031	1,053	13.6	519,802	94,284	-	42,646	-	-	382,873	-	41,794	161,894	112,282	94,117	79,211	56,754	41,245	
31.12.2032	1,064	13.7	536,413	97,297	-	43,039	-	-	396,077	-	43,498	167,215	110,450	90,428	74,377	50,974	35,501	
31.12.2033	1,053	13.6	538,999	97,766	-	43,132	36,722	-	361,379	-	47,285	144,969	91,196	72,928	58,620	38,428	25,648	
31.12.2034	1,062	13.7	543,820	98,640	-	50,076	-	-	395,104	-	43,484	166,712	99,880	78,015	61,283	38,427	24,579	
31.12.2035	1,053	13.6	520,300	94,374	-	40,536	-	-	385,390	-	44,274	160,754	91,724	69,979	53,721	32,221	19,750	
31.12.2036	1,064	13.7	525,893	95,389	-	40,603	-	-	389,901	-	45,666	161,761	87,904	65,504	49,144	28,194	16,562	
31.12.2037	1,053	13.6	520,300	94,374	-	40,557	-	-	385,369	-	46,290	158,726	82,147	59,791	43,838	24,056	13,543	
31.12.2038	1,062	13.7	524,777	95,186	-	40,613	-	-	388,978	-	46,738	160,199	78,961	56,135	40,222	21,113	11,390	
31.12.2039	1,053	13.6	520,277	94,370	-	47,397	-	-	378,510	-	45,467	155,900	73,183	50,818	35,584	17,866	9,237	
31.12.2040	1,064	13.7	525,870	95,384	-	40,649	-	-	389,837	-	46,856	160,537	71,772	48,678	33,312	15,998	7,927	
31.12.2041	1,053	13.6	520,277	94,370	-	40,603	-	-	385,304	-	46,301	180,322	67,563	44,758	29,933	13,750	6,529	
31.12.2042	1,062	13.7	524,754	95,182	-	40,660	36,722	-	352,190	-	50,273	137,092	55,592	35,971	23,510	10,330	4,701	
31.12.2043	1,053	13.6	520,277	94,370	-	40,628	-	-	385,279	-	45,876	180,311	61,441	38,832	24,802	10,424	4,546	
31.12.2044	1,064	13.7	519,979	94,316	-	44,613	-	-	381,050	-	45,781	178,331	57,723	35,633	22,242	8,942	3,737	
31.12.2045	1,053	13.6	514,452	93,313	-	37,783	-	-	383,356	-	46,063	179,410	55,305	33,347	20,342	7,822	3,133	
31.12.2046	1,062	13.7	518,880	94,116	-	37,817	-	-	386,946	-	46,502	181,091	53,162	31,309	18,665	6,865	2,635	
31.12.2047	1,053	13.6	514,528	93,327	-	37,810	-	-	383,391	-	46,067	179,427	50,168	28,859	16,813	5,915	2,176	
31.12.2048	1,064	13.7	520,905	94,484	-	37,852	32,882	-	355,688	-	49,862	139,364	42,171	23,694	13,491	4,540	1,600	
31.12.2049	1,053	13.6	515,368	93,480	-	44,658	-	-	377,231	-	44,557	156,130	44,994	24,693	13,740	4,423	1,494	
31.12.2050	1,062	13.7	519,804	94,284	-	37,875	32,882	-	354,762	-	48,992	139,741	38,354	20,559	11,179	3,442	1,114	
31.12.2051	1,053	13.6	515,368	93,480	-	37,869	32,882	-	351,138	-	47,793	139,013	36,337	19,025	10,110	2,978	924	
31.12.2052	1,064	13.7	520,905	94,484	-	37,911	-	-	388,511	-	44,847	161,841	40,290	20,604	10,700	3,014	896	

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2023 (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										
641	2,250	8,349	16,451	32,935	138,912	47,877	164,318	351,107	-	32,882	37,900	-	93,480	515,368	13.6	1,053	31.12.2053
523	1,914	7,428	14,975	30,694	135,935	47,096	161,012	344,043	-	36,722	44,755	-	94,284	519,804	13.7	1,062	31.12.2054
318	1,216	4,933	10,178	21,358	99,317	52,469	133,526	285,312	-	98,645	37,932	-	93,480	515,368	13.6	1,053	31.12.2055
332	1,325	5,617	11,858	25,477	124,394	47,273	151,016	322,683	-	65,763	37,975	-	94,484	520,905	13.7	1,064	31.12.2056
363	1,511	6,700	14,473	31,835	163,211	37,996	177,002	378,209	-	-	37,931	-	92,206	508,346	13.4	1,038	31.12.2057
293	1,271	5,893	13,025	29,332	157,897	36,900	171,363	366,161	-	-	37,876	-	89,524	493,561	13.0	1,007	31.12.2058
235	1,065	5,160	11,669	26,905	152,073	32,849	162,675	347,597	-	-	44,640	-	86,910	479,147	12.6	977	31.12.2059
193	912	4,620	10,693	25,240	149,797	32,660	160,507	342,964	-	-	37,771	-	84,361	465,095	12.2	947	31.12.2060
155	766	4,055	9,602	23,205	144,601	32,090	155,435	332,126	-	-	37,722	-	81,949	451,796	11.8	919	31.12.2061
112	576	3,188	7,726	19,116	125,082	33,611	139,602	298,294	22,967	-	37,643	-	79,524	438,427	11.5	891	31.12.2062
90	482	2,791	6,920	17,530	120,437	32,715	134,728	287,880	22,967	-	37,357	-	77,153	425,357	11.1	865	31.12.2063
(1)	(3)	(17)	(43)	(112)	(808)	403	-	(405)	22,967	-	5,907	-	6,308	34,778	0.9	71	31.12.2064
1,017,931	1,298,307	1,810,161	2,253,942	2,954,870	6,310,219	1,739,894	6,189,471	14,239,583	68,901	548,016	1,690,184	-	3,666,315	20,212,998	532.4	41,367	סה"כ

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²²

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%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	4,662,153	1,527,293	1,106,450	867,173	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	5,734,349	1,842,362	1,331,556	1,044,549
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	5,477,103	1,614,173	1,159,560	908,063	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,749,033	1,950,736	1,397,137	1,094,375
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	5,654,670	1,639,459	1,177,659	923,081	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	6,967,130	1,980,742	1,418,165	1,111,536
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	4,392,429	1,446,283	1,047,930	820,664	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	6,001,692	1,919,337	1,385,811	1,086,757
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	5,161,046	1,530,641	1,100,360	861,400	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	7,065,152	2,032,337	1,453,895	1,138,307
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	5,328,511	1,554,819	1,117,746	875,860	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	7,292,949	2,063,521	1,475,685	1,156,050

²² לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת ולא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייכתן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
774,554	989,936	1,365,994	4,124,190	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,130,823	1,442,154	1,998,679	6,272,172	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
813,619	1,039,994	1,445,942	4,844,136	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,184,301	1,512,965	2,116,546	7,384,558	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
827,457	1,056,572	1,468,865	5,001,152	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,202,602	1,535,480	2,148,854	7,622,055	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
865,076	1,103,751	1,523,472	4,648,997	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,045,772	1,330,682	1,829,571	5,275,527	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
905,919	1,156,784	1,610,182	5,461,652	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,095,858	1,396,844	1,938,372	6,163,727	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
922,696	1,176,890	1,637,759	5,641,858	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,113,046	1,417,950	1,968,501	6,365,503	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
817,475	1,043,837	1,440,509	4,372,673	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,088,131	1,383,073	1,895,619	5,288,817	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
858,134	1,096,145	1,524,606	5,137,824	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,140,263	1,452,563	2,010,775	6,181,415	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
872,589	1,113,521	1,548,752	5,304,640	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,157,954	1,474,089	2,040,427	6,340,243	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²³				
771,470	985,882	1,359,993	4,100,381	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,132,068	1,436,756	1,961,998	5,310,246	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
809,197	1,034,311	1,437,840	4,813,181	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,186,381	1,509,410	2,081,623	6,153,108	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
823,028	1,050,874	1,460,719	4,969,325	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,204,789	1,532,240	2,114,553	6,352,682	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²³ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווה למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייטכן 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 של מודל הזרימה במאגר, בהתבסס, בין היתר, על נתוני הפקה, שבגיננו סווגו מחדש כ-BCF 428 משאבים מותנים מסוג 2C (פיתוחים עתידיים) כמשאבים מותנים מסוג 2C (שלב 1א). כמו כן, נלקחה בחשבון הפקה של כ-BCF 392 גז טבעי וכ-874 אלף חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך שנת 2023.

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2023 בפרויקט לווייתן:^{25,24}

רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 264	
14,979.27	13,247.79	15,296.88	14,571.89	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
6.21	6.28	6.18	6.28	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.69	0.71	0.67	0.66	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) – מדינה
0.33	0.34	0.32	0.31	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) - שותף כללי וגיאולוג.
0.78	0.83	0.82	0.86	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF) ^{27, 28}
4.41	4.40	4.37	4.45	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.64%	0.57%	0.66%	0.62%	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט

²⁴ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

²⁵ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2023 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הוא תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי, לא הוצגו בטבלה לעיל נתונים נפרדים בקשר עם הפקת הקונדנסט, וכל העלויות וההוצאות בקשר עם הפקת הקונדנסט יוחסו להפקת הגז הטבעי.

²⁶ יובהר כי נתוני ההפקה לרבעון הרביעי לשנת 2023 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁷ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר, עלויות נטישה עתידיות ותשלומי היטל ומס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

²⁸ יצוין כי עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'יז אל נקודת ההולכה של EMG באשקלון וכן אל נקודת המסירה בעקבה שבירדן, לצורך אספקת הגז למצרים בסך של כ-38.1 מיליון דולר ברבעון הראשון, 38.8 מיליון דולר ברבעון השני, 40.5 מיליון דולר ברבעון השלישי וכ-37.4 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2023 (במונחי 100%).

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח א' דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2023, וכן מצורפת כנספח א' לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 27 במרץ, 2024 ;
- (2) ציון שם התאגיד: רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: ליגד רוטלוי, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2018) Petroleum 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.

ליגד רוטלוי, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

6. השותפים במאגר לווייתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:

15.00%	השותפות
39.66%	שברון
45.34%	ניו מד אנרגיי - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

רציו אנרגיות שותף כללי בע"מ, השותף הכללי

ברציו אנרגיות - שותפות מוגבלת

על-ידי: ליגד רוטלוי, יו"ר

נספח א' –

דוח העתודות והמשאבים במאגר לויתן שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2023
והסכמת NSAI להכללתו בדוח המייד

ESTIMATES
of
**RESERVES AND FUTURE REVENUE AND
CONTINGENT RESOURCES AND CASH FLOW**
to the
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
**LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15
OFFSHORE ISRAEL**
as of
DECEMBER 31, 2023

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP

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

March 27, 2024

Ratio Energies – Limited Partnership
Yehuda Halevi 85
Tel Aviv-Yafo 6579614
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, 2023, to the Ratio Energies – Limited Partnership (Ratio) 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, 2023, to the Ratio interest in these properties. It is our understanding that Ratio 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 Ratio, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the March 25, 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 Ratio'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 Ratio working interest reserves for these properties, as of December 31, 2023, to be:

March 27, 2024
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,472.1	2,020.8	29.6	4.4
Probable	1,699.3	254.9	3.7	0.6
Proved + Probable (2P)	15,171.4	2,275.7	33.4	5.0
Possible	684.4	102.7	1.5	0.2
Proved + Probable + Possible (3P)	15,855.8	2,378.4	34.9	5.2

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2023, 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)	4,636.2	2,450.9	1,594.2	1,172.5	928.2
Probable	573.9	193.7	104.2	74.9	61.1
Proved + Probable (2P)	5,210.1	2,644.7	1,698.4	1,247.3	989.3
Possible	253.5	93.2	46.0	28.3	20.2
Proved + Probable + Possible (3P)	5,463.6	2,737.9	1,744.4	1,275.7	1,009.5

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, 2023, 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 Ratio's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Ratio's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Ratio'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 Ratio'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 Ratio 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 Ratio receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon approval of additional drilling, project approval for additional future developments, demonstration of a market for future gas sales, and commitment to develop the resources. For the purposes of this report, the contingent resources have been divided into two development phases: Phase I – First Stage and Future Development. The Phase I – First Stage contingent resources can be recovered through drilling during this development phase without significant upgrades to the production system. The Future Development contingent resources may require upgrades to the production system and additional drilling beyond the Phase I – First Stage. If the contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2023, 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⁾	2,050.3	3,142.3	2,947.0	4.5	6.9	6.5
Future Development	0.0	3,160.5	7,600.0	0.0	7.0	16.7
Total	2,050.3	6,302.8	10,547.0	4.5	13.9	23.2

⁽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 Ratio working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2023, 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⁾	307.5	471.3	442.1	0.7	1.0	1.0
Future Development	0.0	474.1	1,140.0	0.0	1.0	2.5
Total	307.5	945.4	1,582.0	0.7	2.1	3.5

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 Ratio interest in these properties, as of December 31, 2023, 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)	559.8	206.7	89.8	46.0	27.4
Best Estimate (2C)	901.5	253.6	84.1	31.5	12.6
High Estimate (3C)	846.6	217.0	65.8	22.6	8.4

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 Ratio's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for Ratio's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Ratio'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 Ratio. Gas prices are based on Ratio'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 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, 2033, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by Ratio.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Ratio. 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 Ratio 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 Ratio and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for gas and condensate export facility upgrades, a third gathering line, 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

March 27, 2024
Page 5 of 6

our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Ratio'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.

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 Ratio, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using deterministic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. The contingent resources and a portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table X. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2023, by Mr. Ligad Rotlevy, Chairman of Ratio, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Ratio; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the properties; other interest owners; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of

March 27, 2024
Page 6 of 6

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 Ratio.

QUALIFICATIONS

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


This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver 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,

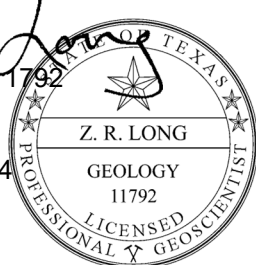
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By: *J.R. Cliver*
John R. Cliver P.E. 107216
Senior Vice President
Date Signed: March 27, 2024
JRC:MDK



By: *Zach Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 27, 2024



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.

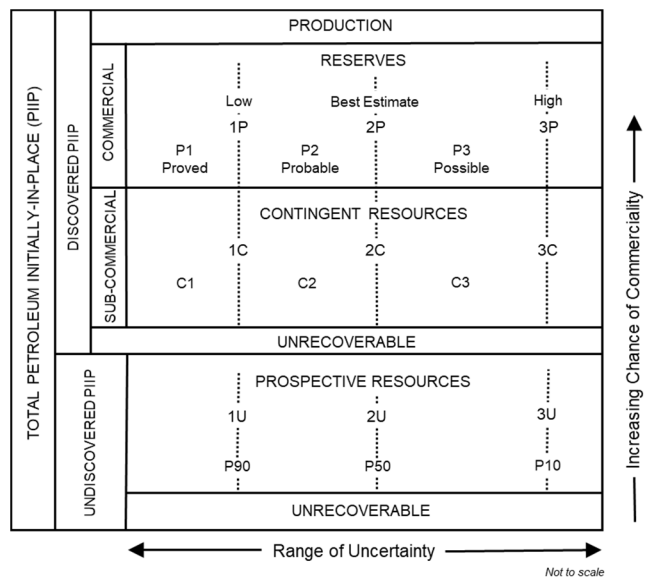


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

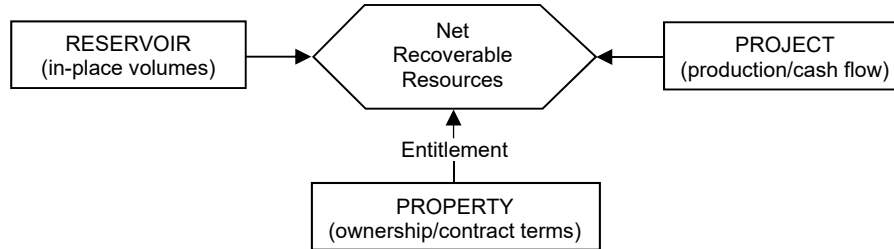


Figure 1.2—Resources evaluation

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	363.7	40.2	25.7	0.0	66.0	86.9	0.0	49.4	161.5
12-31-2025	393.7	43.5	27.9	0.0	71.4	42.5	0.0	47.3	232.4
12-31-2026	432.8	47.9	30.6	0.0	78.5	10.8	0.0	44.1	299.5
12-31-2027	433.5	47.9	30.7	0.0	78.6	0.8	0.0	45.6	308.4
12-31-2028	443.2	49.0	31.4	0.0	80.4	0.7	0.0	45.1	317.1
12-31-2029	450.1	49.8	31.9	0.0	81.6	0.2	0.0	52.0	316.2
12-31-2030	458.8	50.7	32.5	0.0	83.2	0.0	0.0	45.5	330.1
12-31-2031	466.2	51.6	33.0	0.0	84.6	0.0	0.0	38.9	342.7
12-31-2032	482.1	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	39.2	355.5
12-31-2033	491.4	54.4	34.8	0.0	89.1	0.0	0.0	39.2	363.0
12-31-2034	491.6	54.4	34.8	0.0	89.2	0.0	0.0	46.1	356.3
12-31-2035	481.2	53.2	34.1	0.0	87.3	0.0	0.0	35.1	358.8
12-31-2036	481.2	53.2	34.1	0.0	87.3	0.0	0.0	35.1	358.7
12-31-2037	481.2	53.2	34.1	0.0	87.3	0.0	0.0	35.2	358.7
12-31-2038	479.8	53.1	34.0	0.0	87.0	0.0	0.0	35.2	357.6
Subtotal	6,830.4	755.4	483.5	0.0	1,238.9	141.9	0.0	633.1	4,816.5
Remaining	7,623.3	843.1	539.6	0.0	1,382.8	0.0	35.4	882.7	5,322.4
Total	14,453.7	1,598.6	1,023.1	0.0	2,621.7	141.9	35.4	1,515.8	10,138.9

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	161.5	23.0	39.4	122.0	119.1	116.4	113.8	111.4
12-31-2025	0.0	0.0	232.4	23.0	44.3	188.1	174.8	163.0	152.5	143.1
12-31-2026	0.0	0.0	299.5	23.0	51.6	247.9	219.4	195.3	174.8	157.1
12-31-2027	18.1	55.8	252.6	23.0	37.4	215.2	181.4	154.2	132.0	113.7
12-31-2028	32.3	102.5	214.6	23.0	28.7	185.9	149.3	121.1	99.1	81.9
12-31-2029	40.0	126.5	189.6	23.0	23.0	166.6	127.4	98.7	77.3	61.1
12-31-2030	45.9	151.6	178.5	23.0	34.9	143.6	104.6	77.3	57.9	43.9
12-31-2031	46.8	160.4	182.3	23.0	36.9	145.5	100.9	71.2	51.0	37.1
12-31-2032	46.8	166.4	189.1	23.0	38.5	150.6	99.5	67.0	45.9	32.0
12-31-2033	46.8	169.9	193.1	23.0	39.5	153.7	96.7	62.1	40.7	27.2
12-31-2034	46.8	166.7	189.5	23.0	39.6	150.0	89.8	55.1	34.6	22.1
12-31-2035	46.8	167.9	190.9	23.0	41.9	149.0	85.0	49.8	29.9	18.3
12-31-2036	46.8	167.9	190.8	23.0	42.7	148.2	80.5	45.0	25.8	15.2
12-31-2037	46.8	167.9	190.8	23.0	43.9	147.0	76.1	40.6	22.3	12.5
12-31-2038	46.8	167.4	190.3	23.0	43.7	146.5	72.2	36.8	19.3	10.4
Subtotal		1,770.9	3,045.6		586.0	2,459.6	1,776.7	1,353.5	1,076.8	886.9
Remaining		2,492.0	2,830.5		653.9	2,176.6	674.3	240.7	95.7	41.3
Total		4,262.8	5,876.1		1,239.9	4,636.2	2,450.9	1,594.2	1,172.5	928.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	18.3	2.0	1.3	0.0	3.3	0.0	0.0	0.7	14.3
12-31-2025	28.6	3.2	2.0	0.0	5.2	0.0	0.0	1.0	22.4
12-31-2026	37.8	4.2	2.7	0.0	6.8	0.0	0.0	1.1	29.8
12-31-2027	42.9	4.7	3.0	0.0	7.8	0.0	0.0	2.0	33.1
12-31-2028	56.4	6.2	4.0	0.0	10.2	0.0	0.0	3.5	42.7
12-31-2029	52.1	5.8	3.7	0.0	9.5	0.0	0.0	3.5	39.2
12-31-2030	56.0	6.2	4.0	0.0	10.2	0.0	0.0	3.6	42.3
12-31-2031	48.2	5.3	3.4	0.0	8.7	0.0	0.0	3.2	36.3
12-31-2032	45.3	5.0	3.2	0.0	8.2	0.0	0.0	3.3	33.8
12-31-2033	34.5	3.8	2.4	0.0	6.3	0.0	0.0	3.3	25.0
12-31-2034	25.1	2.8	1.8	0.0	4.6	0.0	0.0	3.3	17.3
12-31-2035	8.5	0.9	0.6	0.0	1.5	0.0	0.0	4.6	2.4
12-31-2036	-0.7	-0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	4.6	-5.1
12-31-2037	-10.0	-1.1	-0.7	0.0	-1.8	0.0	0.0	4.5	-12.7
12-31-2038	-17.5	-1.9	-1.2	0.0	-3.2	0.0	0.0	4.5	-18.8
Subtotal	425.7	47.1	30.1	0.0	77.2	0.0	0.0	46.4	302.1
Remaining	1,428.0	157.9	101.1	0.0	259.0	0.0	0.0	59.6	1,109.3
Total	1,853.7	205.0	131.2	0.0	336.2	0.0	0.0	106.0	1,411.5

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	14.3	23.0	3.3	11.0	10.7	10.5	10.3	10.0
12-31-2025	0.0	0.0	22.4	23.0	5.2	17.3	16.1	15.0	14.0	13.1
12-31-2026	0.0	0.0	29.8	23.0	6.9	23.0	20.3	18.1	16.2	14.6
12-31-2027	25.8	32.2	1.0	23.0	0.2	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4
12-31-2028	35.9	26.8	15.8	23.0	3.6	12.2	9.8	7.9	6.5	5.4
12-31-2029	44.0	29.7	9.5	23.0	2.2	7.3	5.6	4.3	3.4	2.7
12-31-2030	46.8	22.7	19.6	23.0	4.5	15.1	11.0	8.1	6.1	4.6
12-31-2031	46.8	17.0	19.3	23.0	4.4	14.9	10.3	7.3	5.2	3.8
12-31-2032	46.8	15.8	18.0	23.0	4.1	13.8	9.1	6.2	4.2	2.9
12-31-2033	46.8	11.7	13.3	23.0	3.1	10.2	6.4	4.1	2.7	1.8
12-31-2034	46.8	8.1	9.2	23.0	2.1	7.1	4.3	2.6	1.6	1.0
12-31-2035	46.8	1.1	1.3	23.0	0.3	1.0	0.6	0.3	0.2	0.1
12-31-2036	46.8	-2.4	-2.7	23.0	-0.6	-2.1	-1.1	-0.6	-0.4	-0.2
12-31-2037	46.8	-5.9	-6.7	23.0	-1.5	-5.2	-2.7	-1.4	-0.8	-0.4
12-31-2038	46.8	-8.8	-10.0	23.0	-2.3	-7.7	-3.8	-1.9	-1.0	-0.5
Subtotal		148.0	154.1		35.5	118.7	97.2	81.0	68.7	59.3
Remaining		518.1	591.2		136.0	455.2	96.5	23.2	6.1	1.8
Total		666.1	745.4		171.4	573.9	193.7	104.2	74.9	61.1

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	382.0	42.3	27.0	0.0	69.3	86.9	0.0	50.1	175.8
12-31-2025	422.3	46.7	29.9	0.0	76.6	42.5	0.0	48.3	254.8
12-31-2026	470.6	52.0	33.3	0.0	85.4	10.8	0.0	45.1	329.3
12-31-2027	476.4	52.7	33.7	0.0	86.4	0.8	0.0	47.7	341.5
12-31-2028	499.6	55.3	35.4	0.0	90.6	0.7	0.0	48.6	359.8
12-31-2029	502.2	55.5	35.5	0.0	91.1	0.2	0.0	55.5	355.4
12-31-2030	514.8	56.9	36.4	0.0	93.4	0.0	0.0	49.1	372.4
12-31-2031	514.4	56.9	36.4	0.0	93.3	0.0	0.0	42.1	379.0
12-31-2032	527.4	58.3	37.3	0.0	95.7	0.0	0.0	42.4	389.3
12-31-2033	526.0	58.2	37.2	0.0	95.4	0.0	0.0	42.5	388.0
12-31-2034	516.7	57.1	36.6	0.0	93.7	0.0	0.0	49.4	373.6
12-31-2035	489.7	54.2	34.7	0.0	88.8	0.0	0.0	39.7	361.2
12-31-2036	480.5	53.1	34.0	0.0	87.2	0.0	0.0	39.7	353.6
12-31-2037	471.2	52.1	33.4	0.0	85.5	0.0	0.0	39.6	346.1
12-31-2038	462.4	51.1	32.7	0.0	83.9	0.0	0.0	39.6	338.9
Subtotal	7,256.1	802.5	513.6	0.0	1,316.1	141.9	0.0	679.4	5,118.6
Remaining	9,051.3	1,001.1	640.7	0.0	1,641.8	0.0	35.4	942.4	6,431.8
Total	16,307.4	1,803.6	1,154.3	0.0	2,957.9	141.9	35.4	1,621.8	11,550.4

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	175.8	23.0	42.7	133.0	129.8	126.9	124.1	121.5
12-31-2025	0.0	0.0	254.8	23.0	49.5	205.3	190.8	178.0	166.5	156.2
12-31-2026	0.0	0.0	329.3	23.0	58.5	270.8	239.7	213.4	191.0	171.7
12-31-2027	25.8	88.0	253.5	23.0	37.6	216.0	182.1	154.7	132.4	114.1
12-31-2028	35.9	129.3	230.4	23.0	32.3	198.1	159.1	129.0	105.6	87.2
12-31-2029	44.0	156.2	199.2	23.0	25.2	174.0	133.0	103.0	80.7	63.8
12-31-2030	46.8	174.3	198.1	23.0	39.4	158.7	115.5	85.4	64.0	48.5
12-31-2031	46.8	177.4	201.6	23.0	41.3	160.3	111.2	78.4	56.2	40.8
12-31-2032	46.8	182.2	207.1	23.0	42.7	164.4	108.6	73.1	50.1	34.9
12-31-2033	46.8	181.6	206.4	23.0	42.5	163.9	103.1	66.3	43.5	29.0
12-31-2034	46.8	174.8	198.8	23.0	41.7	157.1	94.1	57.7	36.2	23.2
12-31-2035	46.8	169.0	192.1	23.0	42.2	150.0	85.6	50.1	30.1	18.4
12-31-2036	46.8	165.5	188.1	23.0	42.1	146.1	79.4	44.4	25.5	15.0
12-31-2037	46.8	162.0	184.1	23.0	42.3	141.8	73.4	39.2	21.5	12.1
12-31-2038	46.8	158.6	180.3	23.0	41.5	138.8	68.4	34.9	18.3	9.9
Subtotal		1,918.9	3,199.7		621.4	2,578.3	1,873.9	1,434.5	1,145.5	946.3
Remaining		3,010.1	3,421.7		789.9	2,631.8	770.8	263.9	101.8	43.0
Total		4,928.9	6,621.4		1,411.3	5,210.1	2,644.7	1,698.4	1,247.3	989.3

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
12-31-2025	20.1	2.2	1.4	0.0	3.6	0.0	0.0	15.5	
12-31-2026	7.3	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	5.2	
12-31-2027	7.8	0.9	0.6	0.0	1.4	0.0	0.0	5.7	
12-31-2028	13.5	1.5	1.0	0.0	2.4	0.0	0.0	10.1	
12-31-2029	13.2	1.5	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	9.9	
12-31-2030	13.1	1.4	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	9.8	
12-31-2031	5.4	0.6	0.4	0.0	1.0	0.0	0.0	3.9	
12-31-2032	9.0	1.0	0.6	0.0	1.6	0.0	0.0	6.8	
12-31-2033	13.0	1.4	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	10.1	
12-31-2034	18.2	2.0	1.3	0.0	3.3	0.0	0.0	14.3	
12-31-2035	17.7	2.0	1.3	0.0	3.2	0.0	0.0	13.7	
12-31-2036	18.1	2.0	1.3	0.0	3.3	0.0	0.0	14.0	
12-31-2037	19.2	2.1	1.4	0.0	3.5	0.0	0.0	14.9	
12-31-2038	19.5	2.2	1.4	0.0	3.5	0.0	0.0	15.2	
Subtotal	195.4	21.6	13.8	0.0	35.4	0.0	0.0	149.2	
Remaining	597.0	66.0	42.3	0.0	108.3	0.0	0.0	472.9	
Total	792.4	87.6	56.1	0.0	143.7	0.0	0.0	622.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	0.1	23.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
12-31-2025	0.0	0.0	15.5	23.0	3.6	12.0	11.1	10.4	9.7	9.1
12-31-2026	1.7	5.6	-0.4	23.0	-0.1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2
12-31-2027	26.5	4.0	1.7	23.0	0.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.7
12-31-2028	36.8	6.7	3.4	23.0	0.8	2.6	2.1	1.7	1.4	1.1
12-31-2029	44.7	7.2	2.7	23.0	0.6	2.1	1.6	1.2	1.0	0.8
12-31-2030	46.8	4.6	5.2	23.0	1.2	4.0	2.9	2.2	1.6	1.2
12-31-2031	46.8	1.8	2.1	23.0	0.5	1.6	1.1	0.8	0.6	0.4
12-31-2032	46.8	3.2	3.6	23.0	0.8	2.8	1.8	1.2	0.8	0.6
12-31-2033	46.8	4.7	5.3	23.0	1.2	4.1	2.6	1.7	1.1	0.7
12-31-2034	46.8	6.7	7.6	23.0	1.7	5.9	3.5	2.2	1.3	0.9
12-31-2035	46.8	6.4	7.3	23.0	1.7	5.6	3.2	1.9	1.1	0.7
12-31-2036	46.8	6.6	7.5	23.0	1.7	5.7	3.1	1.7	1.0	0.6
12-31-2037	46.8	7.0	7.9	23.0	1.8	6.1	3.2	1.7	0.9	0.5
12-31-2038	46.8	7.1	8.1	23.0	1.9	6.2	3.1	1.6	0.8	0.4
Subtotal		71.7	77.6		17.8	59.7	40.2	28.9	22.0	17.6
Remaining		221.3	251.6		57.9	193.7	53.0	17.1	6.3	2.6
Total		293.0	329.2		75.7	253.5	93.2	46.0	28.3	20.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	382.2	42.3	27.1	0.0	69.3	86.9	0.0	50.1	175.9
12-31-2025	442.4	48.9	31.3	0.0	80.2	42.5	0.0	49.2	270.4
12-31-2026	477.9	52.9	33.8	0.0	86.7	10.8	0.0	45.9	334.5
12-31-2027	484.3	53.6	34.3	0.0	87.8	0.8	0.0	48.4	347.2
12-31-2028	513.1	56.7	36.3	0.0	93.1	0.7	0.0	49.5	369.9
12-31-2029	515.4	57.0	36.5	0.0	93.5	0.2	0.0	56.4	365.3
12-31-2030	527.9	58.4	37.4	0.0	95.7	0.0	0.0	50.0	382.1
12-31-2031	519.8	57.5	36.8	0.0	94.3	0.0	0.0	42.6	382.9
12-31-2032	536.4	59.3	38.0	0.0	97.3	0.0	0.0	43.0	396.1
12-31-2033	539.0	59.6	38.2	0.0	97.8	0.0	0.0	43.1	398.1
12-31-2034	534.9	59.2	37.9	0.0	97.0	0.0	0.0	50.0	387.9
12-31-2035	507.4	56.1	35.9	0.0	92.0	0.0	0.0	40.5	374.9
12-31-2036	498.5	55.1	35.3	0.0	90.4	0.0	0.0	40.5	367.6
12-31-2037	490.4	54.2	34.7	0.0	88.9	0.0	0.0	40.4	361.0
12-31-2038	481.9	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	40.4	354.1
Subtotal	7,451.4	824.1	527.4	0.0	1,351.6	141.9	0.0	690.1	5,267.8
Remaining	9,648.3	1,067.1	682.9	0.0	1,750.1	0.0	35.4	958.2	6,904.7
Total	17,099.8	1,891.2	1,210.4	0.0	3,101.6	141.9	35.4	1,648.3	12,172.5

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	175.9	23.0	42.8	133.1	129.9	126.9	124.2	121.5
12-31-2025	0.0	0.0	270.4	23.0	53.1	217.3	202.0	188.4	176.2	165.3
12-31-2026	1.7	5.6	328.9	23.0	58.4	270.5	239.5	213.2	190.8	171.5
12-31-2027	26.5	92.0	255.2	23.0	38.0	217.3	183.1	155.6	133.2	114.8
12-31-2028	36.8	136.0	233.8	23.0	33.1	200.7	161.2	130.7	107.0	88.4
12-31-2029	44.7	163.5	201.8	23.0	25.8	176.0	134.6	104.2	81.6	64.6
12-31-2030	46.8	178.8	203.3	23.0	40.6	162.7	118.5	87.6	65.6	49.7
12-31-2031	46.8	179.2	203.7	23.0	41.8	161.9	112.3	79.2	56.8	41.2
12-31-2032	46.8	185.4	210.7	23.0	43.5	167.2	110.5	74.4	51.0	35.5
12-31-2033	46.8	186.3	211.8	23.0	43.8	168.0	105.7	67.9	44.5	29.7
12-31-2034	46.8	181.5	206.4	23.0	43.4	162.9	97.6	59.9	37.6	24.0
12-31-2035	46.8	175.4	199.4	23.0	43.8	155.6	88.8	52.0	31.2	19.1
12-31-2036	46.8	172.1	195.6	23.0	43.8	151.8	82.5	46.1	26.5	15.5
12-31-2037	46.8	168.9	192.0	23.0	44.2	147.9	76.5	40.8	22.4	12.6
12-31-2038	46.8	165.7	188.4	23.0	43.3	145.1	71.5	36.4	19.1	10.3
Subtotal		1,990.5	3,277.3		639.3	2,638.1	1,914.1	1,463.4	1,167.5	963.9
Remaining		3,231.4	3,673.3		847.7	2,825.5	823.8	281.0	108.1	45.6
Total		5,221.9	6,950.6		1,487.0	5,463.6	2,737.9	1,744.4	1,275.7	1,009.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Year	Ratio Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2023 ⁽²⁾	58.1	6.24	0.98	0.82	4.43	2.5
2022	60.3	6.30	0.96	0.71	4.64	3.0
2021	56.8	5.17	0.86	0.66	3.65	2.9

Note: Values in this table have been provided by Ratio; these values are based on historical data since January 2021.

⁽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 2023 data are representative of unaudited financial data.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2026	13.3	1.5	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	10.8	
12-31-2027	19.7	2.2	1.4	0.0	3.6	0.0	0.0	16.0	
12-31-2028	24.5	2.7	1.7	0.0	4.4	0.0	0.0	19.9	
12-31-2029	20.8	2.3	1.5	0.0	3.8	0.0	0.0	16.9	
12-31-2030	24.7	2.7	1.7	0.0	4.5	36.7	0.0	-16.6	
12-31-2031	23.4	2.6	1.7	0.0	4.3	0.0	0.0	19.1	
12-31-2032	30.7	3.4	2.2	0.0	5.6	0.0	0.0	25.0	
12-31-2033	26.2	2.9	1.9	0.0	4.8	0.0	0.0	21.4	
12-31-2034	30.4	3.4	2.2	0.0	5.5	0.0	0.0	24.8	
12-31-2035	26.4	2.9	1.9	0.0	4.8	0.0	0.0	21.5	
12-31-2036	31.9	3.5	2.3	0.0	5.8	0.0	0.0	26.0	
12-31-2037	26.4	2.9	1.9	0.0	4.8	0.0	0.0	21.5	
12-31-2038	31.8	3.5	2.2	0.0	5.8	0.0	0.0	25.9	
Subtotal	330.3	36.5	23.4	0.0	59.9	36.7	0.0	232.1	
Remaining	1,793.4	198.4	126.9	0.0	325.3	270.7	25.1	1,159.7	
Total	2,123.7	234.9	150.3	0.0	385.2	307.5	25.1	1,391.8	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	10.8	23.0	2.5	8.3	7.4	6.6	5.9	5.3	5.3
12-31-2027	20.3	10.2	5.9	23.0	1.3	4.5	3.8	3.2	2.8	2.4	2.4
12-31-2028	33.4	10.1	9.8	23.0	2.3	7.6	6.1	4.9	4.0	3.3	3.3
12-31-2029	41.4	11.2	5.7	23.0	1.3	4.4	3.3	2.6	2.0	1.6	1.6
12-31-2030	46.5	-6.0	-10.7	23.0	5.6	-16.2	-11.8	-8.7	-6.6	-5.0	-5.0
12-31-2031	46.8	8.9	10.2	23.0	1.5	8.7	6.0	4.2	3.0	2.2	2.2
12-31-2032	46.8	11.7	13.3	23.0	2.2	11.1	7.3	4.9	3.4	2.4	2.4
12-31-2033	46.8	10.0	11.4	23.0	1.8	9.6	6.0	3.9	2.5	1.7	1.7
12-31-2034	46.8	11.6	13.2	23.0	2.2	11.0	6.6	4.0	2.5	1.6	1.6
12-31-2035	46.8	10.1	11.4	23.0	1.8	9.6	5.5	3.2	1.9	1.2	1.2
12-31-2036	46.8	12.2	13.8	23.0	2.3	11.5	6.2	3.5	2.0	1.2	1.2
12-31-2037	46.8	10.1	11.4	23.0	1.8	9.6	5.0	2.7	1.5	0.8	0.8
12-31-2038	46.8	12.1	13.8	23.0	2.3	11.4	5.6	2.9	1.5	0.8	0.8
Subtotal		112.1	120.0		28.9	91.1	57.1	37.9	26.6	19.5	19.5
Remaining		550.6	609.1		140.4	468.7	149.6	51.8	19.5	7.9	7.9
Total		662.7	729.1		169.3	559.8	206.7	89.8	46.0	27.4	27.4

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

⁽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 Ratio.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	
12-31-2032	5.4	0.6	0.4	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2033	10.0	1.1	0.7	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	
12-31-2034	24.0	2.7	1.7	0.0	4.4	0.0	0.0	0.1	
12-31-2035	29.2	3.2	2.1	0.0	5.3	0.0	0.0	0.1	
12-31-2036	44.0	4.9	3.1	0.0	8.0	0.0	0.0	0.2	
12-31-2037	47.7	5.3	3.4	0.0	8.6	0.0	0.0	0.2	
12-31-2038	61.0	6.7	4.3	0.0	11.1	0.0	0.0	0.3	
Subtotal	221.2	24.5	15.7	0.0	40.1	36.7	0.0	1.0	
Remaining	3,057.0	338.1	216.4	0.0	554.5	369.4	33.5	38.5	
Total	3,278.2	362.6	232.0	0.0	594.6	406.1	33.5	39.5	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0
12-31-2027	25.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	35.9	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2031	46.8	-17.2	-19.5	23.0	3.5	-23.1	-16.0	-11.3	-8.1	-5.9	-5.9
12-31-2032	46.8	2.0	2.3	23.0	-0.3	2.6	1.7	1.2	0.8	0.6	0.6
12-31-2033	46.8	3.8	4.3	23.0	0.1	4.2	2.6	1.7	1.1	0.7	0.7
12-31-2034	46.8	9.2	10.4	23.0	1.5	8.9	5.3	3.3	2.0	1.3	1.3
12-31-2035	46.8	11.1	12.6	23.0	2.1	10.6	6.0	3.5	2.1	1.3	1.3
12-31-2036	46.8	16.8	19.1	23.0	3.5	15.5	8.4	4.7	2.7	1.6	1.6
12-31-2037	46.8	18.2	20.7	23.0	3.9	16.7	8.7	4.6	2.5	1.4	1.4
12-31-2038	46.8	23.2	26.4	23.0	5.2	21.2	10.4	5.3	2.8	1.5	1.5
Subtotal		67.1	76.3		19.7	56.6	27.2	13.0	6.0	2.5	2.5
Remaining		966.7	1,094.5		249.6	844.9	226.4	71.1	25.4	10.1	10.1
Total		1,033.8	1,170.8		269.3	901.5	253.6	84.1	31.5	12.6	12.6

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 0% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	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	0.0
12-31-2028	0.0	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	0.0
12-31-2030	0.0	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	0.0
12-31-2032	0.0	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	36.7	0.0	0.0	0.0	-36.7
12-31-2034	8.9	1.0	0.6	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2
12-31-2035	12.9	1.4	0.9	0.0	2.3	0.0	0.0	0.1	0.1	10.5
12-31-2036	27.4	3.0	1.9	0.0	5.0	0.0	0.0	0.1	0.1	22.3
12-31-2037	29.9	3.3	2.1	0.0	5.4	0.0	0.0	0.1	0.1	24.4
12-31-2038	42.9	4.7	3.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.2	0.2	34.9
Subtotal	122.0	13.5	8.6	0.0	22.1	36.7	0.0	0.5	0.5	62.6
Remaining	2,991.3	330.8	211.7	0.0	542.6	369.4	33.5	41.3	41.3	2,004.5
Total	3,113.2	344.3	220.4	0.0	564.7	406.1	33.5	41.9	41.9	2,067.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	1.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	26.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	36.8	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	44.7	0.0	0.0	23.0	0.0	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	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	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	0.0
12-31-2033	46.8	-17.2	-19.5	23.0	3.5	-23.1	-14.5	-9.3	-6.1	-4.1	-1.1
12-31-2034	46.8	3.4	3.8	23.0	0.0	3.8	2.3	1.4	0.9	0.6	0.6
12-31-2035	46.8	4.9	5.6	23.0	0.4	5.2	2.9	1.7	1.0	0.6	0.6
12-31-2036	46.8	10.4	11.8	23.0	1.9	10.0	5.4	3.0	1.7	1.0	1.0
12-31-2037	46.8	11.4	13.0	23.0	2.1	10.8	5.6	3.0	1.6	0.9	0.9
12-31-2038	46.8	16.3	18.6	23.0	3.4	15.1	7.5	3.8	2.0	1.1	1.1
Subtotal		29.3	33.3		11.5	21.8	9.2	3.6	1.2	0.1	0.1
Remaining		938.3	1,066.2		241.4	824.8	207.8	62.2	21.5	8.3	8.3
Total		967.6	1,099.5		252.9	846.6	217.0	65.8	22.6	8.4	8.4

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

- (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 Ratio.
(3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio 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, 2023

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	10,739,300	11,378,816	11,448,680	82,537	83,800	84,167	130	136	136	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,656,174	5,192,194	5,268,631	41,177	48,371	49,071	113	107	107	0.30	0.34	0.39
C Sand	1,915,488	2,315,922	2,451,782	19,413	24,373	25,789	99	95	95	0.66	0.73	0.74

Reservoir	Porosity ⁽³⁾ (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽⁴⁾			Gas Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
A Sand	0.23	0.23	0.23	0.73	0.75	0.79	374	374	374	0.60	0.65	0.70
B Sand	0.24	0.23	0.22	0.69	0.70	0.72	374	374	374	0.60	0.65	0.70
C Sand	0.23	0.22	0.22	0.74	0.76	0.81	374	374	374	0.60	0.65	0.70

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests.

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

⁽²⁾ The structural character of the B and C Sands results in a lower average gross thickness in the best and high estimate cases relative to the low estimate case.

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

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

APPENDIX

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE I – FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	363.7	40.2	25.7	0.0	66.0	86.9	0.0	49.4	161.5
12-31-2025	393.7	43.5	27.9	0.0	71.4	42.5	0.0	47.3	232.4
12-31-2026	446.2	49.3	31.6	0.0	80.9	10.8	0.0	44.1	310.3
12-31-2027	453.2	50.1	32.1	0.0	82.2	0.8	0.0	45.7	324.4
12-31-2028	467.7	51.7	33.1	0.0	84.8	0.7	0.0	45.2	337.0
12-31-2029	470.8	52.1	33.3	0.0	85.4	0.2	0.0	52.1	333.1
12-31-2030	483.5	53.5	34.2	0.0	87.7	36.7	0.0	45.6	313.4
12-31-2031	489.6	54.2	34.7	0.0	88.8	0.0	0.0	39.0	361.8
12-31-2032	512.8	56.7	36.3	0.0	93.0	0.0	0.0	39.3	380.5
12-31-2033	517.7	57.3	36.6	0.0	93.9	0.0	0.0	39.4	384.4
12-31-2034	522.0	57.7	37.0	0.0	94.7	0.0	0.0	46.3	381.1
12-31-2035	507.6	56.1	35.9	0.0	92.1	0.0	0.0	35.3	380.2
12-31-2036	513.1	56.7	36.3	0.0	93.1	0.0	0.0	35.3	384.7
12-31-2037	507.6	56.1	35.9	0.0	92.1	0.0	0.0	35.3	380.2
12-31-2038	511.6	56.6	36.2	0.0	92.8	0.0	0.0	35.3	383.5
Subtotal	7,160.7	792.0	506.9	0.0	1,298.8	178.6	0.0	634.6	5,048.6
Remaining	9,416.8	1,041.5	666.6	0.0	1,708.1	270.7	60.5	895.3	6,482.1
Total	16,577.5	1,833.5	1,173.4	0.0	3,006.9	449.4	60.5	1,529.9	11,530.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	161.5	23.0	39.4	122.0	119.1	116.4	113.8	111.4
12-31-2025	0.0	0.0	232.4	23.0	44.3	188.1	174.8	163.0	152.5	143.1
12-31-2026	0.0	0.0	310.3	23.0	54.1	256.2	226.8	201.9	180.7	162.4
12-31-2027	20.3	66.0	258.5	23.0	38.7	219.7	185.2	157.4	134.7	116.1
12-31-2028	33.4	112.6	224.4	23.0	30.9	193.5	155.4	126.0	103.2	85.2
12-31-2029	41.4	137.8	195.3	23.0	24.3	171.0	130.8	101.2	79.3	62.7
12-31-2030	46.5	145.6	167.8	23.0	40.5	127.3	92.7	68.5	51.3	38.9
12-31-2031	46.8	169.3	192.5	23.0	38.4	154.1	106.9	75.4	54.0	39.3
12-31-2032	46.8	178.1	202.4	23.0	40.7	161.7	106.8	71.9	49.3	34.3
12-31-2033	46.8	179.9	204.5	23.0	41.2	163.3	102.7	66.0	43.3	28.9
12-31-2034	46.8	178.3	202.7	23.0	41.8	161.0	96.4	59.2	37.1	23.7
12-31-2035	46.8	177.9	202.3	23.0	43.6	158.6	90.5	53.0	31.8	19.5
12-31-2036	46.8	180.1	204.7	23.0	45.0	159.6	86.8	48.5	27.8	16.3
12-31-2037	46.8	177.9	202.3	23.0	45.7	156.6	81.1	43.3	23.7	13.4
12-31-2038	46.8	179.5	204.0	23.0	46.1	158.0	77.9	39.7	20.8	11.2
Subtotal		1,883.0	3,165.6		614.8	2,550.8	1,833.8	1,391.4	1,103.3	906.5
Remaining		3,042.5	3,439.6		794.3	2,645.3	823.9	292.6	115.1	49.1
Total		4,925.6	6,605.2		1,409.1	5,196.0	2,657.6	1,683.9	1,218.5	955.6

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, 2038, through the end of the lease term in 2064.
Totals may not add because of rounding.

- (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 Ratio.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio 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)
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	382.0	42.3	27.0	0.0	69.3	86.9	0.0	50.1	175.8
12-31-2025	422.3	46.7	29.9	0.0	76.6	42.5	0.0	48.3	254.8
12-31-2026	470.6	52.0	33.3	0.0	85.4	10.8	0.0	45.1	329.3
12-31-2027	476.4	52.7	33.7	0.0	86.4	0.8	0.0	47.7	341.5
12-31-2028	499.6	55.3	35.4	0.0	90.6	0.7	0.0	48.6	359.8
12-31-2029	502.2	55.5	35.5	0.0	91.1	0.2	0.0	55.5	355.4
12-31-2030	514.8	56.9	36.4	0.0	93.4	0.0	0.0	49.1	372.4
12-31-2031	514.4	56.9	36.4	0.0	93.3	36.7	0.0	42.1	342.3
12-31-2032	532.7	58.9	37.7	0.0	96.6	0.0	0.0	42.5	393.6
12-31-2033	535.9	59.3	37.9	0.0	97.2	0.0	0.0	42.6	396.2
12-31-2034	540.7	59.8	38.3	0.0	98.1	0.0	0.0	49.5	393.2
12-31-2035	518.9	57.4	36.7	0.0	94.1	0.0	0.0	39.8	384.9
12-31-2036	524.5	58.0	37.1	0.0	95.1	0.0	0.0	39.9	389.4
12-31-2037	518.9	57.4	36.7	0.0	94.1	0.0	0.0	39.9	384.9
12-31-2038	523.3	57.9	37.0	0.0	94.9	0.0	0.0	39.9	388.5
Subtotal	7,477.3	827.0	529.3	0.0	1,356.3	178.6	0.0	680.4	5,262.0
Remaining	12,108.4	1,339.2	857.1	0.0	2,196.3	369.4	68.9	980.8	8,493.0
Total	19,585.6	2,166.2	1,386.3	0.0	3,552.5	548.0	68.9	1,661.2	13,755.0

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	175.8	23.0	42.7	133.0	129.8	126.9	124.1	121.5
12-31-2025	0.0	0.0	254.8	23.0	49.5	205.3	190.8	178.0	166.5	156.2
12-31-2026	0.0	0.0	329.3	23.0	58.5	270.8	239.7	213.4	191.0	171.7
12-31-2027	25.8	88.0	253.5	23.0	37.6	216.0	182.1	154.7	132.4	114.1
12-31-2028	35.9	129.3	230.4	23.0	32.3	198.1	159.1	129.0	105.6	87.2
12-31-2029	44.0	156.2	199.2	23.0	25.2	174.0	133.0	103.0	80.7	63.8
12-31-2030	46.8	174.3	198.1	23.0	39.4	158.7	115.5	85.4	64.0	48.5
12-31-2031	46.8	160.2	182.1	23.0	44.9	137.2	95.2	67.1	48.1	35.0
12-31-2032	46.8	184.2	209.4	23.0	42.4	167.1	110.3	74.3	50.9	35.5
12-31-2033	46.8	185.4	210.8	23.0	42.7	168.1	105.7	68.0	44.6	29.7
12-31-2034	46.8	184.0	209.2	23.0	43.2	165.9	99.4	61.0	38.2	24.5
12-31-2035	46.8	180.1	204.8	23.0	44.2	160.6	91.6	53.7	32.2	19.7
12-31-2036	46.8	182.3	207.2	23.0	45.6	161.6	87.8	49.1	28.2	16.5
12-31-2037	46.8	180.1	204.8	23.0	46.2	158.5	82.0	43.8	24.0	13.5
12-31-2038	46.8	181.8	206.7	23.0	46.7	160.0	78.9	40.2	21.1	11.4
Subtotal		1,986.0	3,276.0		641.1	2,634.9	1,901.1	1,447.5	1,151.5	948.8
Remaining		3,976.8	4,516.2		1,039.5	3,476.7	997.2	335.0	127.3	53.1
Total		5,962.7	7,792.2		1,680.6	6,111.7	2,898.3	1,782.5	1,278.8	1,001.9

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, 2038, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

- (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 Ratio.
- (3) Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Ratio 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)
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2023

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2024	382.2	42.3	27.1	0.0	69.3	86.9	0.0	50.1	175.9
12-31-2025	442.4	48.9	31.3	0.0	80.2	42.5	0.0	49.2	270.4
12-31-2026	477.9	52.9	33.8	0.0	86.7	10.8	0.0	45.9	334.5
12-31-2027	484.3	53.6	34.3	0.0	87.8	0.8	0.0	48.4	347.2
12-31-2028	513.1	56.7	36.3	0.0	93.1	0.7	0.0	49.5	369.9
12-31-2029	515.4	57.0	36.5	0.0	93.5	0.2	0.0	56.4	365.3
12-31-2030	527.9	58.4	37.4	0.0	95.7	0.0	0.0	50.0	382.1
12-31-2031	519.8	57.5	36.8	0.0	94.3	0.0	0.0	42.6	382.9
12-31-2032	536.4	59.3	38.0	0.0	97.3	0.0	0.0	43.0	396.1
12-31-2033	539.0	59.6	38.2	0.0	97.8	36.7	0.0	43.1	361.4
12-31-2034	543.8	60.1	38.5	0.0	98.6	0.0	0.0	50.1	395.1
12-31-2035	520.3	57.5	36.8	0.0	94.4	0.0	0.0	40.5	385.4
12-31-2036	525.9	58.2	37.2	0.0	95.4	0.0	0.0	40.6	389.9
12-31-2037	520.3	57.5	36.8	0.0	94.4	0.0	0.0	40.6	385.4
12-31-2038	524.8	58.0	37.1	0.0	95.2	0.0	0.0	40.6	389.0
Subtotal	7,573.4	837.6	536.1	0.0	1,373.7	178.6	0.0	690.6	5,330.4
Remaining	12,639.6	1,397.9	894.7	0.0	2,292.6	369.4	68.9	999.5	8,909.2
Total	20,213.0	2,235.6	1,430.8	0.0	3,666.3	548.0	68.9	1,690.2	14,239.6

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2024	0.0	0.0	175.9	23.0	42.8	133.1	129.9	126.9	124.2	121.5
12-31-2025	0.0	0.0	270.4	23.0	53.1	217.3	202.0	188.4	176.2	165.3
12-31-2026	1.7	5.6	328.9	23.0	58.4	270.5	239.5	213.2	190.8	171.5
12-31-2027	26.5	92.0	255.2	23.0	38.0	217.3	183.1	155.6	133.2	114.8
12-31-2028	36.8	136.0	233.8	23.0	33.1	200.7	161.2	130.7	107.0	88.4
12-31-2029	44.7	163.5	201.8	23.0	25.8	176.0	134.6	104.2	81.6	64.6
12-31-2030	46.8	178.8	203.3	23.0	40.6	162.7	118.5	87.6	65.6	49.7
12-31-2031	46.8	179.2	203.7	23.0	41.8	161.9	112.3	79.2	56.8	41.2
12-31-2032	46.8	185.4	210.7	23.0	43.5	167.2	110.5	74.4	51.0	35.5
12-31-2033	46.8	169.1	192.3	23.0	47.3	145.0	91.2	58.6	38.4	25.6
12-31-2034	46.8	184.9	210.2	23.0	43.5	166.7	99.9	61.3	38.4	24.6
12-31-2035	46.8	180.4	205.0	23.0	44.3	160.8	91.7	53.7	32.2	19.8
12-31-2036	46.8	182.5	207.4	23.0	45.7	161.8	87.9	49.1	28.2	16.6
12-31-2037	46.8	180.4	205.0	23.0	46.3	158.7	82.1	43.8	24.1	13.5
12-31-2038	46.8	182.0	206.9	23.0	46.7	160.2	79.0	40.2	21.1	11.4
Subtotal		2,019.8	3,310.6		650.7	2,659.9	1,923.3	1,467.0	1,168.7	964.0
Remaining		4,169.7	4,739.5		1,089.2	3,650.3	1,031.6	343.1	129.6	53.9
Total		6,189.5	8,050.1		1,739.9	6,310.2	2,954.9	1,810.2	1,298.3	1,017.9

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2038, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

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

March 27, 2024

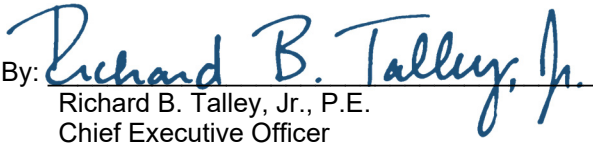
Ratio Energies – Limited Partnership
Ratio Energies (Finance) Ltd.
Yehuda Halevi 85
Tel Aviv-Yafo 6579614
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grant permission to Ratio Energies – Limited Partnership (Ratio) and Ratio Energies (Finance) Ltd. to use our report dated March 27, 2024, 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, 2023, to the Ratio interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The March 27 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2023, to the Ratio interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

JRC:MDK