

רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת ("השותפות")

19 במרץ, 2023

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

ג.א.ג.,

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

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 20.2.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-017340) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.12.2021 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות לפרסם דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 31.12.2022, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן ("דוח המשאבים").¹

בהמשך לאמור בסעיף 3 לדוח רבעון שלישי לשנת 2022 אשר פורסם ביום 30.11.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-115440) ("דוח הרבעון השלישי"), יכולת אספקת הגז המירבית הנוכחית מפרויקט לויתן היא כ- BCF 1.2 ליום. על מנת להגדיל יכולת זו לכ- BCF 1.4 ליום, במסגרת שלב 1א', מקדמים השותפים בפרויקט לויתן ("השותפים" או "שותפי לויתן") פרויקט שעיקרו הנחת צינור הולכה תת-ימי שלישי מהשדה לפלטפורמה ("פרויקט הצינור השלישי"). תקציב פרויקט הצינור השלישי, הכולל גם השקעות במערכות נילוות בפלטפורמה, מוערך בכ- 562 מיליון דולר (במונחי 100%), אשר ייפרסו עד להפעלה הצפויה של הצינור השלישי במחצית שנת 2025. במסגרת קידום פרויקט הצינור השלישי, ביום 20.2.2023 אישרו השותפים תקציב מקדמי בסך של כ-45 מיליון דולר (במונחי 100%) לצורך תכנון הנדסי והבטחת מועדי אספקה על-ידי התקשרויות ראשוניות עם ספקים. בנוסף, אישרו השותפים, במסגרת אישור התקציב לשנת 2023, כ-163 מיליון דולר נוספים (במונחי 100%) לתקצוב פרויקט הצינור השלישי. סך התקציבים שאושרו עד למועד דוח זה הינו כ- 208 מיליון דולר (במונחי 100%) מתוך תקציב של כ- 562 מיליון דולר, כאמור לעיל. יחד עם זאת, יצוין כי טרם התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט הצינור השלישי, אך היא צפויה להתקבל, להערכת השותפות, במהלך הרבעון השני של שנת 2023, עם השלמת העבודות המקדמיות שתוארו לעיל.

לאור שלב הבשלות של פרויקט הצינור השלישי, במסגרת דוח זה סיווג מעריך המשאבים, חברת Netherland, Sewell & Associates Inc ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים שסווגו בדוח המשאבים הקודם כמותנים, כעתודות, כפי שיפורט להלן.

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-137 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2021, כפי שפורסם ביום 31.3.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-033438) ("הדוח התקופתי").

במהלך שנת 2022 מכרו שותפי לווייתן כ- 11.4 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.5 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (במונחי 100%, חלק השותפות כ- 380 מיליון דולר).²

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע המובא לעיל לגבי פרויקט הצינור השלישי, לרבות מועד קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט, עלויות הפרויקט ומועד השלמתו, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). מידע זה מבוסס, בין היתר, על מידע שהתקבל מהמפעילה במאגר לווייתן, Chevron Mediterranean Ltd. ("המפעילה" או "שברון"), הערכות והשערות אשר במועד דוח זה אין לגביהן ודאות, בין היתר, מאחר שהתקיימותן תלויה בצדדים שלישיים וכן מותנית בגורמים ותנאים שאינם בשליטת השותפות.

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן

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

- דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לווייתן ובכלל זה מתקני פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס לכלל העתודות, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.
- דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending), המותנים באישור לביצוע קידוחים נוספים, באישור לפיתוחים עתידיים, בהצגת קיומו של שוק עתידי למכירת גז טבעי, ובמחויבות לפיתוח המשאבים. המשאבים המותנים חולקו לשתי 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 פרויקט הצינור השלישי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2022, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.
 - (2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המיוחסים לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לווייתן (מעבר לשלב 1א' שצויין לעיל).

על-פי נתוני התזרימים המהווים ליום 31.12.2022, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותנים מסוג 2P+2C, עלה בכ- 13.6%, לכ- 1.7 מיליארד דולר ובכ- 13.9% לכ- 2.1 מיליארד דולר, וביחס לעתודות מסוג 2P עלה בכ- 14.8% וכ- 16% לכ- 1.64 וכ- 2 מיליארד דולר, בשיעורי היוון של 10% ו- 7.5%, בהתאמה, וזאת ביחס לתזרים המהוון הקודם. הגידול האמור הינו על אף מכירות גז טבעי של כ- 11.4 BCM (100%) במהלך שנת 2022. לפרטים נוספים בדבר השינויים בתזרימים המהווים הנוכחיים לעומת התזרים המהוון הקודם, ראו סעיף 1(א)(3) להלן.

(א) עתודות במאגר לווייתן

(1) נתוני כמויות

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

² יובהר, כי נתוני ההכנסות לשנת 2022 אינם מבוקרים.

סה"כ השיעור המשוך 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	
3.6	1,650.5	30.4	13,813	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.5	209.4	3.9	1,756.2	עתודות צפויות (Probable Reserves)
4.1	1,859.9	34.3	15,569.2	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.2	84	1.5	704.5	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
4.3	1,944	35.8	16,273.7	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

אזהרה – עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות שאינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). 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 ושחזיוניה בנוגע להפקה עתידית תהינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של

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 ולצדדים קשורים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,141 BCF גז טבעי ושל כ- 4.7 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, יתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 8.1.7 לדוח התקופתי. יצוין, כי נכון למועד הדוח השותפות טרם נדרשה לביצוע חישוב מועד החזר ההשקעה.

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 חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה ממאגר לויתן בפועל.

(3) נתוני תזרים מהוון

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

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לויתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לויתן בשלב 1א' בלבד, לרבות הגדלתו באמצעות פרויקט הצינור השלישי.⁵ יצוין, כי קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy⁶, כמפורט בסעיף 10.4.4(ב) לדוח התקופתי ("הסכם הייצוא למצרים"), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), כמפורט בסעיף 10.4.4(א) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לויתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לויתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, "BDO")⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין;⁸ (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלו שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

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

⁵ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים – לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו סעיפים 1.6 (3)8(ה) ו-11.3 לדוח התקופתי, והדוח המידי של השותפות מיום 21.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-016345), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

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

⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2023 – כ-13.6; 2024 – כ-15.5; 2025 – כ-17; 2026 – כ-18.4; 2027 – כ-19.4. 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, במישורין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁸ ביום 26.10.2022 דיווחה Energean Oil and Gas Plc על הפקת גז ראשון (First Gas) ממאגר כריש, וביום 28.10.2022 החלה להזרים גז ללקוחותיה. לפרטים ראו סעיף 1.2 לדוח הרבעון השלישי.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים וכוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר⁹ או למחיר הברנט.

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

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

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

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט. לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לויתן, ראו ביאור 25ג'ט' לדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2021 וכן סעיף 11.2.3 לדוח התקופתי, הדוח המידי של השותפות מיום 1.9.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-091311), סעיף 1.7 לדוח הרבעון השלישי והדוח המידי של השותפות מיום 19.1.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-007870).

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

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenditures או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים הנובע מעתודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לויתן, לרבות השלמת קידוח "לויתן-8" וחיבורו הצפוי למערכת ההפקה הקיימת במהלך הרבעון השני לשנת 2023, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי¹¹ וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, לרבות הוצאות בקשר עם הצינור השלישי כפי שפורט לעיל, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המותנים (שלב א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת תשתיות, לציוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, אשר הינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב א' בתוכנית הפיתוח

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

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

¹¹ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג'י, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו דוחות מידיים של השותפות מהימים 17.02.2022 ו-1.3.2022 (מס' אסמכתאות: 2022-01-016953 ו-2022-01-020544), סעיף 11.2.4 (1) לדוח התקופתי, סעיף 1.5 לדוח הדירקטוריון של השותף הכללי ליום 31.3.2022 אשר פורסם ביום 31.5.2022 (מס' אסמכתא: 2022-02-055245), סעיף 1.6 לדוח הדירקטוריון של השותף הכללי ליום 30.6.2022 אשר פורסם ביום 31.8.2022 (מס' אסמכתא: 2022-02-090267), הדוח המידי של השותפות מיום 28.12.2022 (מס' אסמכתא: 2022-01-123774) והדוח המידי של השותפות מיום 27.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-018070).

של מאגר לווייתן, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות אטימה ונטישה (Plugging and Abandonment) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים 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 לווייתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.26%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים הוא 5.4% לפני מועד החזר ההשקעה ו- 7.21% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 24.8.2 לדוח התקופתי.

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

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט ("ההיטל"), בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 ("החוק"), אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד חזקות לווייתן צפון ולווייתן דרום לצרכי החוק ("המיזמים"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של המיזמים שהוגשו לרשות המיסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל ביטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט.¹² 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 1.1.2023, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק ואשר צפוי להיות מופק החל מיום 1.1.2023.

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

¹² נכון למועד דוח זה נחתמו שומות היטל עם רשות המיסים עד וכולל בגין שנת 2018.

השינויים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מפרויקט הצינור השלישי, וכן מעדכון ההנחות אשר פורטו לעיל, ואשר עיקרן כמפורט להלן.

- א. בתזרים המהוון מן העתודות נלקחה בחשבון לראשונה השקעה בפרויקט הצינור השלישי בסך של כ- 562 מיליון דולר (100% הכוללת, כפי שצויין לעיל, גם השקעות במערכות נלוות בפלטפורמה. בהתאם, הוגדלו כמויות המכירה החל מהמחצית השנייה של שנת 2025. יצוין כי בתזרים המהוון הקודם, השקעות אלו יוחסו למשאבים מותנים בשנים מאוחרות יותר.
- ב. כחלק מהקדמת הצינור השלישי עודכנו ההנחות לגבי היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות למשאבים המותנים (שלב 1א').
- ג. עודכן תקציב ההשקעות בשנים 2023-2025, בעיקר בקשר עם השלמת קידוח "לוויתן-8" וחיבורו, פרויקט הצינור השלישי כאמור בס"ק א' לעיל, קו ניצנה כמפורט בסעיף 1.3 לדוח רבעון שני ובסעיף 1.6 לדוח רבעון שלישי, וכן נכללו תקציבים בסך כולל של כ- 96.4 מיליון דולר (במונחי 100%) לשנת 2023 לביצוע תכנון הנדסי מוקדם במסגרת שלב 1ב' של תכנית הפיתוח של פרויקט לווייתן, הכוללים בדיקות לגבי הרחבה של יכולת ההפקה של פרויקט לווייתן לכ-21 BCM לשנה והקמת מתקן הנזלה צף לייצוא גז טבעי נוזלי (FLNG), כמפורט בדוח המידי מיום 21.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-02-016345).
- ד. עודכנה תחזית כמויות המכירה השנתיות של גז טבעי מפרויקט לווייתן לשוק המקומי, בין היתר, בשל עדכון תחזית הביקושים לגז טבעי של BDO.
- ה. עודכן שיעור התמלוג החזוי ל- 11.26% (חלף 11.5%), השווה לשיעור תשלום המקדמות הקיים בפועל, ובהמשך להנחיות המפורטות לאופן חישוב התמלוג למדינה בחזקות לווייתן. בהתאם לכך עודכן שיעור התמלוג האפקטיבי שמשלמת השותפות לצדדים קשורים כמפורט בסעיף 3(ו) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2022, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹³

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 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
118,258	120,802	123,516	124,944	126,423	129,545	38,995	-	168,541	-	69,968	51,353	-	57,965	347,827	10.1	785	31.12.2023
127,966	136,402	145,807	150,923	156,345	168,216	43,120	-	211,336	-	52,799	43,348	-	61,488	368,971	10.8	839	31.12.2024
138,596	154,155	172,275	182,466	193,522	218,627	44,319	-	262,945	-	9,083	42,903	-	62,978	377,908	11.2	872	31.12.2025
124,907	144,970	169,374	183,565	199,323	236,439	46,354	-	282,793	-	-	40,058	-	73,002	395,854	12.0	929	31.12.2026
87,652	106,155	129,662	143,794	159,856	199,104	35,253	42,514	276,870	-	-	44,850	-	72,866	394,587	12.0	929	31.12.2027
62,578	79,082	100,985	114,596	130,430	170,576	27,000	85,034	282,610	-	-	45,073	-	74,216	401,899	12.0	929	31.12.2028
46,955	61,920	82,663	95,986	111,849	153,590	21,926	103,691	279,208	-	-	52,044	-	75,025	406,277	12.0	929	31.12.2029
33,811	46,525	64,934	77,153	92,045	132,715	32,492	125,668	290,874	-	-	45,420	-	76,167	412,461	12.0	929	31.12.2030
27,632	39,675	57,891	70,385	85,969	130,152	32,635	142,994	305,781	-	-	43,436	-	79,093	428,310	12.0	929	31.12.2031
23,456	35,143	53,609	66,694	83,401	132,577	33,495	146,093	312,164	-	-	43,659	-	80,590	436,413	12.0	929	31.12.2032
19,384	30,305	48,330	61,525	78,769	131,474	34,589	146,086	312,149	-	-	43,639	-	80,582	436,370	12.0	929	31.12.2033
15,603	25,454	42,439	55,282	72,461	126,993	35,514	142,957	305,463	-	-	50,466	-	80,614	436,543	12.0	929	31.12.2034
12,702	21,623	37,690	50,238	67,417	124,061	36,484	141,231	301,776	-	-	36,421	-	76,598	414,794	12.0	929	31.12.2035
10,547	18,735	34,140	46,565	63,976	123,615	36,925	141,227	301,767	-	-	36,430	-	76,598	414,795	12.0	929	31.12.2036
8,788	16,289	31,032	43,310	60,920	123,597	36,938	141,222	301,757	-	-	36,440	-	76,598	414,794	12.0	929	31.12.2037
7,205	13,936	27,757	39,639	57,085	121,606	36,324	138,931	296,861	-	-	36,423	-	75,485	408,770	11.8	915	31.12.2038
5,672	11,447	23,836	34,832	51,356	114,871	34,312	131,237	280,421	-	-	43,198	-	73,296	396,914	11.4	888	31.12.2039
4,681	9,859	21,461	32,091	48,441	113,769	33,983	129,978	277,730	-	-	36,337	-	71,132	385,199	11.1	861	31.12.2040
3,775	8,296	18,880	28,888	44,645	110,097	32,886	125,782	268,764	-	-	36,297	-	69,093	374,154	10.8	835	31.12.2041
3,044	6,980	16,609	26,003	41,144	106,535	31,822	121,713	260,070	-	-	36,258	-	67,115	363,443	10.4	810	31.12.2042
2,455	5,873	14,610	23,406	37,915	103,085	30,792	117,771	251,648	-	-	36,221	-	65,199	353,067	10.1	786	31.12.2043
1,922	4,798	12,477	20,454	33,923	96,842	28,927	110,639	236,408	-	-	43,001	-	63,283	342,691	9.8	762	31.12.2044
1,594	4,153	11,292	18,942	32,162	96,407	28,797	110,142	235,346	-	-	36,149	-	61,490	332,985	9.5	740	31.12.2045
1,284	3,491	9,922	17,030	29,605	93,179	27,833	106,454	227,466	-	-	36,114	-	59,698	323,278	9.2	717	31.12.2046
1,035	2,938	8,729	15,331	27,286	90,174	26,935	103,021	220,130	-	-	36,082	-	58,029	314,241	9.0	696	31.12.2047
834	2,469	7,671	13,786	25,121	87,169	26,037	99,588	212,794	-	-	36,050	-	56,360	305,204	8.7	675	31.12.2048
650	2,007	6,519	11,988	22,364	81,482	24,339	93,091	198,912	-	-	42,837	-	54,753	296,502	8.4	655	31.12.2049
541	1,743	5,919	11,138	21,272	81,381	24,309	92,975	198,664	-	-	35,989	-	53,146	287,799	8.2	635	31.12.2050
436	1,466	5,204	10,020	19,594	78,709	23,510	89,922	192,142	-	-	35,962	-	51,663	279,766	7.9	616	31.12.2051
351	1,232	4,570	9,005	18,028	76,037	22,712	86,870	185,620	-	-	35,934	-	50,179	271,734	7.7	597	31.12.2052
283	1,035	4,015	8,095	16,591	73,477	21,948	83,945	179,369	-	-	35,908	-	48,758	264,035	7.5	580	31.12.2053
219	836	3,389	6,993	14,674	68,234	20,382	77,956	166,572	-	-	42,702	-	47,398	256,672	7.2	562	31.12.2054
183	730	3,097	6,537	14,045	68,575	20,483	78,344	167,402	-	-	35,867	-	46,038	249,308	7.0	545	31.12.2055
147	613	2,719	5,873	12,919	66,234	19,784	75,670	161,687	-	-	35,852	-	44,740	242,279	6.8	529	31.12.2056
118	514	2,385	5,271	11,869	63,892	19,085	72,995	155,972	-	-	35,837	-	43,442	235,250	6.6	513	31.12.2057
95	433	2,096	4,740	10,929	61,773	18,452	70,574	150,799	-	-	35,824	-	42,268	228,891	6.4	498	31.12.2058
73	346	1,750	4,051	9,562	56,750	16,951	64,836	138,537	-	-	42,628	-	41,032	222,197	6.2	482	31.12.2059

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
62	305	1,613	3,820	9,233	57,535	17,186	65,732	140,454	-	-	35,799	-	39,919	216,172	6.0	468	31.12.2060
50	256	1,415	3,430	8,486	55,528	16,586	63,439	135,552	-	-	35,788	-	38,807	210,147	5.9	455	31.12.2061
41	220	1,275	3,162	8,010	55,032	14,475	61,145	130,651	-	-	35,778	-	37,694	204,123	5.7	441	31.12.2062
33	185	1,119	2,840	7,366	53,135	13,908	58,978	126,021	-	-	35,769	-	36,643	198,433	5.5	427	31.12.2063
(10)	(60)	(381)	(990)	(2,627)	(19,901)	1,490	-	(18,411)	31,464	-	6,362	-	4,397	23,812	0.7	51	31.12.2064
895,607	1,123,334	1,514,297	1,833,801	2,313,702	4,412,889	1,170,285	3,790,440	9,373,614	31,464	131,849	1,632,507	-	2,505,437	13,674,871	391.1	30,389	סה"כ

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

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
17,658	18,038	18,443	18,656	18,877	19,343	5,778	-	25,121	-	-	1,969	-	5,417	32,507	1.0	75	31.12.2023
15,367	16,380	17,510	18,124	18,775	20,201	6,034	-	26,234	-	-	1,939	-	5,634	33,808	1.0	79	31.12.2024
14,744	16,400	18,327	19,411	20,587	23,258	6,947	-	30,205	-	-	1,971	-	9,405	41,582	1.3	103	31.12.2025
14,194	16,474	19,247	20,860	22,651	26,869	8,026	5,579	40,473	-	-	2,006	-	9,741	52,220	1.7	133	31.12.2026
(317)	(384)	(469)	(520)	(578)	(720)	(215)	41,399	40,464	-	-	2,006	-	9,619	52,090	1.7	133	31.12.2027
3,146	3,976	5,078	5,762	6,558	8,576	2,562	30,249	41,387	-	-	2,013	-	9,830	53,230	1.7	133	31.12.2028
1,925	2,539	3,389	3,936	4,586	6,297	1,881	33,759	41,938	-	-	2,010	-	9,954	53,901	1.7	133	31.12.2029
2,357	3,244	4,527	5,379	6,417	9,253	2,764	30,000	42,016	-	-	2,007	-	9,971	53,994	1.7	131	31.12.2030
3,357	4,820	7,033	8,551	10,444	15,812	4,723	18,275	38,811	-	-	1,691	-	9,173	49,675	1.5	113	31.12.2031
2,399	3,595	5,483	6,822	8,530	13,560	4,050	15,492	33,103	-	-	1,670	-	7,876	42,649	1.2	95	31.12.2032
1,606	2,511	4,004	5,097	6,526	10,893	3,254	12,445	26,591	-	-	1,631	-	6,392	34,614	1.0	76	31.12.2033
1,024	1,671	2,787	3,630	4,758	8,339	2,491	9,527	20,356	-	-	1,598	-	4,972	26,926	0.8	58	31.12.2034
593	1,009	1,759	2,345	3,147	5,791	1,730	6,616	14,136	-	-	709	-	3,362	18,207	0.5	40	31.12.2035
285	507	924	1,260	1,731	3,344	999	3,820	8,163	-	-	677	-	2,002	10,842	0.3	23	31.12.2036
64	118	226	315	443	899	268	1,027	2,194	-	-	644	-	643	3,480	0.1	6	31.12.2037
27	52	104	148	213	454	136	519	1,109	-	-	638	-	395	2,142	0.0	3	31.12.2038
99	200	417	610	899	2,010	601	2,297	4,908	-	-	659	-	1,261	6,827	0.2	14	31.12.2039
147	309	673	1,006	1,518	3,566	1,065	4,074	8,705	-	-	680	-	2,126	11,512	0.3	25	31.12.2040
168	369	840	1,286	1,987	4,901	1,464	5,599	11,963	-	-	699	-	2,868	15,530	0.4	34	31.12.2041
178	408	972	1,522	2,408	6,234	1,862	7,123	15,219	-	-	718	-	3,609	19,546	0.6	44	31.12.2042
178	425	1,057	1,693	2,743	7,457	2,227	8,519	18,204	-	-	735	-	4,289	23,228	0.7	52	31.12.2043
174	435	1,133	1,857	3,079	8,790	2,626	10,042	21,458	-	-	754	-	5,031	27,243	0.8	61	31.12.2044
164	427	1,160	1,945	3,303	9,902	2,958	11,312	24,172	-	-	770	-	5,649	30,592	0.9	69	31.12.2045
152	413	1,173	2,013	3,499	11,013	3,290	12,582	26,885	-	-	787	-	6,267	33,939	1.0	77	31.12.2046
138	392	1,165	2,045	3,640	12,031	3,594	13,745	29,369	-	-	802	-	6,833	37,004	1.1	84	31.12.2047
127	375	1,164	2,092	3,812	13,227	3,951	15,111	32,288	-	-	818	-	7,498	40,605	1.2	91	31.12.2048
113	348	1,129	2,077	3,874	14,115	4,216	16,126	34,458	-	-	832	-	7,993	43,282	1.3	97	31.12.2049
100	321	1,091	2,053	3,922	15,004	4,482	17,142	36,627	-	-	846	-	8,487	45,960	1.3	103	31.12.2050
87	294	1,043	2,009	3,929	15,781	4,714	18,030	38,525	-	-	858	-	8,920	48,303	1.4	109	31.12.2051
76	268	995	1,961	3,926	16,559	4,946	18,918	40,423	-	-	871	-	9,352	50,646	1.5	114	31.12.2052

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

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
67	244	947	1,910	3,915	17,336	5,178	19,806	42,320	-	-	883	-	9,785	52,989	1.5	120	31.12.2053
58	220	894	1,845	3,872	18,003	5,378	20,568	43,949	-	-	892	-	10,156	54,997	1.6	124	31.12.2054
50	199	843	1,780	3,824	18,673	5,578	21,333	45,584	-	-	894	-	10,527	57,005	1.7	129	31.12.2055
43	178	790	1,705	3,751	19,232	5,745	21,972	46,948	-	-	895	-	10,836	58,679	1.7	133	31.12.2056
37	160	743	1,642	3,697	19,902	5,945	22,737	48,583	-	-	897	-	11,207	60,687	1.8	138	31.12.2057
31	142	690	1,562	3,600	20,349	6,078	23,248	49,676	-	-	896	-	11,454	62,026	1.8	141	31.12.2058
27	127	645	1,492	3,523	20,908	6,245	23,887	51,040	-	-	896	-	11,763	63,699	1.9	145	31.12.2059
23	113	599	1,418	3,427	21,356	6,379	24,398	52,132	-	-	896	-	12,010	65,038	1.9	148	31.12.2060
19	100	553	1,340	3,315	21,692	6,479	24,782	52,954	-	-	893	-	12,196	66,042	1.9	150	31.12.2061
17	89	513	1,272	3,223	22,140	6,613	25,294	54,047	-	-	892	-	12,443	67,381	2.0	153	31.12.2062
14	79	476	1,207	3,131	22,587	6,747	25,805	55,139	-	-	890	-	12,690	68,720	2.0	156	31.12.2063
3	15	97	252	669	5,069	1,514	-	6,582	-	-	396	-	1,581	8,559	0.3	19	31.12.2064
80,719	97,601	130,173	161,369	216,152	540,005	161,300	623,156	1,324,460	-	-	46,230	-	311,217	1,681,907	49.7	3,864	סה"כ

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

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
135,916	138,839	141,959	143,601	145,300	148,888	44,773	-	193,662	-	69,968	53,322	-	63,382	380,334	11.1	861	31.12.2023
143,333	152,782	163,317	169,047	175,120	188,417	49,154	-	237,570	-	52,799	45,287	-	67,122	402,779	11.8	918	31.12.2024
153,340	170,555	190,602	201,878	214,109	241,885	51,266	-	293,151	-	9,083	44,874	-	72,383	419,490	12.6	975	31.12.2025
139,101	161,444	188,621	204,425	221,974	263,308	54,379	5,579	323,266	-	-	42,065	-	82,743	448,074	13.7	1,062	31.12.2026
87,336	105,771	129,193	143,274	159,278	198,384	35,038	83,913	317,335	-	-	46,857	-	82,485	446,677	13.7	1,062	31.12.2027
65,724	83,058	106,063	120,358	136,987	179,152	29,562	115,283	323,997	-	-	47,086	-	84,046	455,128	13.7	1,062	31.12.2028
48,881	64,458	86,052	99,922	116,435	159,888	23,807	137,451	321,146	-	-	54,054	-	84,978	460,178	13.7	1,062	31.12.2029
36,168	49,768	69,461	82,532	98,462	141,967	35,255	155,667	332,890	-	-	47,428	-	86,137	466,455	13.6	1,060	31.12.2030
30,989	44,495	64,924	78,936	96,413	145,964	37,359	161,269	344,591	-	-	45,127	-	88,267	477,985	13.4	1,043	31.12.2031
25,855	38,737	59,092	73,516	91,931	146,137	37,545	161,585	345,267	-	-	45,330	-	88,466	479,063	13.2	1,024	31.12.2032
20,990	32,816	52,334	66,622	85,295	142,367	37,842	158,530	338,740	-	-	45,271	-	86,974	470,984	12.9	1,005	31.12.2033
16,627	27,125	45,225	58,912	77,218	135,331	38,004	152,483	325,819	-	-	52,064	-	85,586	463,468	12.7	987	31.12.2034
13,295	22,632	39,449	52,583	70,564	129,852	38,213	147,847	315,912	-	-	37,130	-	79,960	433,002	12.5	970	31.12.2035
10,832	19,242	35,064	47,824	65,706	126,959	37,924	145,047	309,930	-	-	37,107	-	78,600	425,637	12.3	953	31.12.2036
8,852	16,407	31,258	43,625	61,363	124,496	37,206	142,249	303,951	-	-	37,083	-	77,240	418,275	12.0	935	31.12.2037
7,232	13,988	27,860	39,787	57,298	122,060	36,460	139,450	297,970	-	-	37,061	-	75,880	410,911	11.8	918	31.12.2038
5,771	11,648	24,253	35,441	52,255	116,882	34,913	133,534	285,328	-	-	43,857	-	74,557	403,741	11.6	902	31.12.2039
4,828	10,168	22,134	33,096	49,959	117,335	35,048	134,052	286,435	-	-	37,017	-	73,258	396,711	11.4	886	31.12.2040
3,943	8,665	19,721	30,174	46,632	114,997	34,350	131,380	280,727	-	-	36,996	-	71,961	389,684	11.2	869	31.12.2041
3,222	7,389	17,581	27,525	43,551	112,769	33,684	128,835	275,289	-	-	36,976	-	70,724	382,990	11.0	854	31.12.2042
2,632	6,298	15,667	25,099	40,658	110,542	33,019	126,290	269,851	-	-	36,956	-	69,488	376,295	10.8	838	31.12.2043
2,096	5,233	13,610	22,311	37,002	105,632	31,552	120,681	257,865	-	-	43,755	-	68,314	369,934	10.6	824	31.12.2044
1,758	4,580	12,452	20,887	35,466	106,309	31,755	121,454	259,518	-	-	36,919	-	67,140	363,577	10.4	809	31.12.2045
1,436	3,903	11,095	19,043	33,105	104,192	31,122	119,036	254,351	-	-	36,901	-	65,965	357,217	10.2	794	31.12.2046
1,174	3,329	9,894	17,377	30,927	102,205	30,529	116,766	249,499	-	-	36,884	-	64,862	351,246	10.0	780	31.12.2047
961	2,844	8,835	15,878	28,933	100,395	29,988	114,698	245,082	-	-	36,868	-	63,858	345,809	9.9	766	31.12.2048
762	2,355	7,648	14,064	26,238	95,597	28,555	109,217	233,369	-	-	43,669	-	62,746	339,784	9.7	752	31.12.2049
641	2,065	7,010	13,191	25,194	96,385	28,790	110,116	235,291	-	-	36,835	-	61,633	333,759	9.5	738	31.12.2050
523	1,760	6,247	12,029	23,523	94,490	28,224	107,952	230,667	-	-	36,820	-	60,583	328,069	9.3	725	31.12.2051
427	1,500	5,566	10,966	21,954	92,596	27,659	105,788	226,042	-	-	36,805	-	59,532	322,379	9.2	712	31.12.2052
349	1,279	4,962	10,004	20,506	90,813	27,126	103,751	221,689	-	-	36,792	-	58,543	317,024	9.0	699	31.12.2053
276	1,056	4,284	8,838	18,545	86,238	25,759	98,524	210,520	-	-	43,594	-	57,554	311,669	8.8	687	31.12.2054
233	929	3,940	8,317	17,869	87,248	26,061	99,678	212,987	-	-	36,762	-	56,565	306,313	8.7	674	31.12.2055

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

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
190	791	3,509	7,579	16,670	85,465	25,529	97,641	208,635	-	-	36,747	-	55,576	300,958	8.5	662	31.12.2056
155	675	3,127	6,912	15,566	83,794	25,029	95,732	204,555	-	-	36,733	-	54,649	295,937	8.4	650	31.12.2057
127	575	2,786	6,302	14,529	82,123	24,530	93,822	200,475	-	-	36,720	-	53,722	290,917	8.2	639	31.12.2058
100	473	2,395	5,543	13,085	77,659	23,197	88,722	189,578	-	-	43,524	-	52,795	285,896	8.1	627	31.12.2059
85	418	2,212	5,239	12,660	78,891	23,565	90,130	192,586	-	-	36,695	-	51,929	281,210	7.9	616	31.12.2060
69	356	1,968	4,770	11,802	77,220	23,066	88,221	188,506	-	-	36,681	-	51,002	276,190	7.8	604	31.12.2061
58	309	1,788	4,434	11,233	77,171	21,088	86,438	184,698	-	-	36,669	-	50,137	271,504	7.6	594	31.12.2062
47	264	1,595	4,047	10,497	75,722	20,655	84,783	181,160	-	-	36,659	-	49,333	267,153	7.5	583	31.12.2063
(8)	(45)	(284)	(738)	(1,958)	(14,833)	3,004	-	(11,828)	31,464	-	6,758	-	5,978	32,371	0.9	71	31.12.2064
976,326	1,220,935	1,644,470	1,995,171	2,529,854	4,952,894	1,331,585	4,413,595	10,698,074	31,464	131,849	1,678,737	-	2,816,653	15,356,778	440.9	34,253	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
10,926	11,161	11,412	11,544	11,681	11,969	3,575	-	15,544	-	-	1,698	-	3,448	20,690	0.6	44	31.12.2023
3,193	3,403	3,638	3,766	3,901	4,197	1,254	-	5,451	-	-	1,509	-	1,392	8,352	0.1	8	31.12.2024
3,745	4,165	4,655	4,930	5,229	5,907	1,765	-	7,672	-	-	1,523	-	2,904	12,099	0.2	18	31.12.2025
(2,960)	(3,435)	(4,013)	(4,350)	(4,723)	(5,602)	(1,673)	11,599	4,324	-	-	1,486	-	1,316	7,125	-	-	31.12.2026
(100)	(122)	(149)	(165)	(183)	(228)	(68)	4,531	4,234	-	-	1,483	-	1,295	7,013	-	-	31.12.2027
(137)	(173)	(221)	(251)	(286)	(374)	(112)	4,474	3,989	-	-	1,484	-	1,239	6,712	-	-	31.12.2028
(173)	(229)	(305)	(354)	(413)	(567)	(169)	4,623	3,887	-	-	1,477	-	1,215	6,579	-	-	31.12.2029
439	605	844	1,003	1,196	1,725	515	2,205	4,445	-	-	1,478	-	1,342	7,265	0.0	2	31.12.2030
417	598	873	1,062	1,297	1,963	586	2,243	4,792	-	-	418	-	1,180	6,390	0.1	11	31.12.2031
404	605	923	1,149	1,436	2,283	682	2,608	5,574	-	-	422	-	1,358	7,354	0.2	14	31.12.2032
402	629	1,003	1,277	1,635	2,728	815	3,117	6,660	-	-	427	-	1,605	8,692	0.2	17	31.12.2033
377	614	1,024	1,334	1,749	3,065	916	3,502	7,482	-	-	431	-	1,792	9,706	0.3	19	31.12.2034
324	552	963	1,283	1,722	3,169	946	3,620	7,735	-	-	554	-	1,877	10,167	0.3	23	31.12.2035
299	531	967	1,319	1,812	3,501	1,046	4,000	8,547	-	-	559	-	2,062	11,169	0.3	25	31.12.2036
273	505	963	1,344	1,890	3,835	1,146	4,382	9,363	-	-	564	-	2,248	12,175	0.4	27	31.12.2037
247	478	952	1,359	1,957	4,169	1,245	4,763	10,177	-	-	568	-	2,434	13,179	0.4	30	31.12.2038
222	449	934	1,365	2,013	4,502	1,345	5,144	10,991	-	-	573	-	2,619	14,183	0.4	32	31.12.2039
199	419	912	1,364	2,059	4,835	1,444	5,524	11,803	-	-	578	-	2,804	15,185	0.4	34	31.12.2040
177	389	886	1,356	2,096	5,169	1,544	5,905	12,619	-	-	583	-	2,990	16,191	0.5	37	31.12.2041
157	361	858	1,343	2,125	5,502	1,644	6,286	13,432	-	-	588	-	3,175	17,196	0.5	39	31.12.2042
136	326	811	1,300	2,106	5,725	1,710	6,540	13,975	-	-	591	-	3,299	17,865	0.5	40	31.12.2043
118	295	766	1,256	2,083	5,946	1,776	6,793	14,515	-	-	595	-	3,422	18,532	0.5	42	31.12.2044
104	271	736	1,234	2,095	6,280	1,876	7,175	15,331	-	-	600	-	3,608	19,538	0.6	44	31.12.2045
90	244	692	1,188	2,066	6,502	1,942	7,428	15,873	-	-	603	-	3,732	20,208	0.6	46	31.12.2046
77	220	653	1,147	2,041	6,744	2,014	7,705	16,463	-	-	607	-	3,866	20,936	0.6	47	31.12.2047
69	203	632	1,136	2,070	7,182	2,145	8,206	17,534	-	-	612	-	4,110	22,255	0.6	49	31.12.2048
59	182	592	1,089	2,032	7,405	2,212	8,459	18,076	-	-	616	-	4,233	22,925	0.7	51	31.12.2049
51	166	563	1,059	2,023	7,738	2,311	8,840	18,889	-	-	621	-	4,419	23,929	0.7	53	31.12.2050
44	148	526	1,013	1,982	7,960	2,378	9,094	19,431	-	-	625	-	4,542	24,598	0.7	54	31.12.2051
38	133	492	969	1,940	8,182	2,444	9,347	19,973	-	-	629	-	4,666	25,268	0.7	56	31.12.2052

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
32	117	453	914	1,872	8,293	2,477	9,474	20,244	-	-	631	-	4,728	25,603	0.7	57	31.12.2053
27	103	417	861	1,807	8,403	2,510	9,601	20,514	-	-	633	-	4,790	25,937	0.7	57	31.12.2054
23	92	390	822	1,767	8,625	2,576	9,854	21,056	-	-	637	-	4,913	26,607	0.8	59	31.12.2055
20	82	363	785	1,726	8,847	2,643	10,108	21,598	-	-	641	-	5,037	27,276	0.8	61	31.12.2056
17	72	334	739	1,664	8,958	2,676	10,235	21,869	-	-	643	-	5,099	27,611	0.8	61	31.12.2057
14	64	308	696	1,605	9,069	2,709	10,361	22,139	-	-	646	-	5,161	27,945	0.8	62	31.12.2058
12	56	283	655	1,547	9,180	2,742	10,488	22,410	-	-	648	-	5,222	28,280	0.8	63	31.12.2059
10	49	261	617	1,491	9,291	2,775	10,614	22,680	-	-	650	-	5,284	28,615	0.8	64	31.12.2060
9	44	242	588	1,454	9,513	2,841	10,868	23,222	-	-	655	-	5,408	29,284	0.8	65	31.12.2061
7	39	223	553	1,401	9,623	2,875	10,994	23,492	-	-	657	-	5,470	29,619	0.9	66	31.12.2062
6	34	203	514	1,334	9,623	2,874	10,994	23,491	-	-	658	-	5,470	29,619	0.9	66	31.12.2063
1	6	40	103	273	2,064	617	-	2,681	-	-	159	-	643	3,483	0.1	8	31.12.2064
19,394	24,450	37,099	50,915	76,568	232,903	69,568	271,706	574,177	-	-	31,760	-	137,417	743,355	20.0	1,550	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
146,842	150,001	153,372	155,145	156,981	160,858	48,348	-	209,206	-	69,968	55,020	-	66,830	401,025	11.6	904	31.12.2023
146,526	156,185	166,954	172,812	179,021	192,614	50,407	-	243,021	-	52,799	46,797	-	68,514	411,130	11.9	926	31.12.2024
157,085	174,720	195,257	206,808	219,339	247,793	53,030	-	300,823	-	9,083	46,397	-	75,287	431,589	12.8	993	31.12.2025
136,141	158,009	184,608	200,076	217,251	257,706	52,706	17,178	327,590	-	-	43,550	-	84,059	455,199	13.7	1,062	31.12.2026
87,235	105,649	129,045	143,110	159,094	198,156	34,969	88,444	321,569	-	-	48,340	-	83,780	453,689	13.7	1,062	31.12.2027
65,587	82,885	105,841	120,107	136,702	178,779	29,450	119,757	327,986	-	-	48,569	-	85,285	461,840	13.7	1,062	31.12.2028
48,707	64,230	85,747	99,567	116,022	159,321	23,638	142,074	325,033	-	-	55,531	-	86,193	466,757	13.7	1,062	31.12.2029
36,608	50,373	70,305	83,535	99,658	143,692	35,771	157,873	337,335	-	-	48,906	-	87,479	473,720	13.7	1,062	31.12.2030
31,406	45,094	65,797	79,997	97,710	147,927	37,945	163,511	349,383	-	-	45,545	-	89,447	484,375	13.6	1,054	31.12.2031
26,259	39,343	60,015	74,664	93,367	148,420	38,227	164,193	350,841	-	-	45,752	-	89,824	486,416	13.4	1,038	31.12.2032
21,392	33,445	53,337	67,899	86,929	145,095	38,657	161,647	345,400	-	-	45,697	-	88,579	479,677	13.2	1,022	31.12.2033
17,004	27,740	46,250	60,246	78,967	138,396	38,920	155,985	333,301	-	-	52,495	-	87,378	473,174	13.0	1,007	31.12.2034
13,619	23,184	40,412	53,866	72,286	133,021	39,160	151,467	323,647	-	-	37,684	-	81,837	443,168	12.8	992	31.12.2035
11,131	19,772	36,031	49,143	67,518	130,460	38,970	149,048	318,478	-	-	37,666	-	80,662	436,806	12.6	977	31.12.2036
9,124	16,913	32,221	44,969	63,254	128,331	38,352	146,631	313,314	-	-	37,647	-	79,489	430,450	12.4	963	31.12.2037
7,479	14,466	28,812	41,146	59,255	126,229	37,705	144,213	308,147	-	-	37,629	-	78,314	424,090	12.2	948	31.12.2038
5,993	12,096	25,187	36,806	54,267	121,384	36,258	138,677	296,319	-	-	44,430	-	77,176	417,925	12.0	934	31.12.2039
5,027	10,587	23,046	34,460	52,018	122,170	36,492	139,576	298,238	-	-	37,595	-	76,062	411,896	11.8	920	31.12.2040
4,120	9,055	20,607	31,530	48,728	120,166	35,894	137,286	293,346	-	-	37,579	-	74,951	405,875	11.7	906	31.12.2041
3,379	7,749	18,438	28,868	45,676	118,272	35,328	135,122	288,721	-	-	37,564	-	73,900	400,185	11.5	893	31.12.2042
2,768	6,624	16,478	26,399	42,764	116,266	34,729	132,830	283,826	-	-	37,547	-	72,787	394,160	11.3	879	31.12.2043
2,214	5,528	14,376	23,567	39,085	111,578	33,329	127,474	272,381	-	-	44,350	-	71,736	388,467	11.1	866	31.12.2044
1,862	4,851	13,187	22,121	37,561	112,589	33,630	128,629	274,848	-	-	37,519	-	70,748	383,115	11.0	853	31.12.2045
1,525	4,147	11,787	20,231	35,170	110,695	33,065	126,465	270,224	-	-	37,504	-	69,697	377,425	10.8	840	31.12.2046
1,251	3,549	10,546	18,523	32,967	108,949	32,543	124,470	265,962	-	-	37,491	-	68,729	372,182	10.7	827	31.12.2047
1,029	3,047	9,467	17,014	31,002	107,578	32,134	122,904	262,616	-	-	37,480	-	67,968	368,064	10.5	815	31.12.2048
821	2,537	8,240	15,154	28,270	103,002	30,767	117,676	251,445	-	-	44,285	-	66,979	362,709	10.3	803	31.12.2049
692	2,230	7,573	14,250	27,217	104,122	31,102	118,956	254,180	-	-	37,456	-	66,052	357,688	10.2	791	31.12.2050
567	1,908	6,774	13,043	25,505	102,450	30,602	117,046	250,098	-	-	37,445	-	65,125	352,668	10.0	779	31.12.2051
465	1,632	6,057	11,935	23,894	100,778	30,102	115,135	246,015	-	-	37,434	-	64,198	347,647	9.9	768	31.12.2052
381	1,396	5,415	10,918	22,378	99,105	29,603	113,225	241,933	-	-	37,423	-	63,271	342,627	9.7	756	31.12.2053
303	1,159	4,701	9,699	20,352	94,641	28,269	108,124	231,035	-	-	44,228	-	62,344	337,606	9.6	744	31.12.2054
256	1,021	4,329	9,140	19,636	95,873	28,637	109,532	234,043	-	-	37,399	-	61,478	332,920	9.4	733	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
210	873	3,872	8,363	18,396	94,313	28,171	107,749	230,233	-	-	37,388	-	60,613	328,234	9.3	723	31.12.2056
172	747	3,462	7,651	17,230	92,752	27,705	105,966	226,424	-	-	37,377	-	59,748	323,548	9.2	712	31.12.2057
141	639	3,094	6,998	16,134	91,192	27,239	104,183	222,614	-	-	37,366	-	58,882	318,862	9.0	701	31.12.2058
112	529	2,678	6,199	14,632	86,838	25,939	99,210	211,987	-	-	44,172	-	58,017	314,176	8.9	690	31.12.2059
95	467	2,473	5,855	14,151	88,182	26,340	100,745	215,267	-	-	37,345	-	57,214	309,825	8.8	680	31.12.2060
78	399	2,211	5,357	13,255	86,732	25,907	99,089	211,728	-	-	37,336	-	56,410	305,474	8.6	670	31.12.2061
65	347	2,011	4,987	12,633	86,795	23,962	97,433	208,190	-	-	37,326	-	55,607	301,123	8.5	660	31.12.2062
53	297	1,798	4,562	11,831	85,345	23,529	95,777	204,652	-	-	37,317	-	54,803	296,772	8.4	650	31.12.2063
(7)	(39)	(245)	(635)	(1,686)	(12,768)	3,621	-	(9,147)	31,464	-	6,917	-	6,621	35,854	1.0	78	31.12.2064
995,720	1,245,385	1,681,569	2,046,085	2,606,422	5,185,797	1,401,153	4,685,301	11,272,251	31,464	131,849	1,710,497	-	2,954,071	16,100,133	460.8	35,802	סה"כ

אזהרה – יובהר כי, נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁴

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%				
עמודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,853,202	1,649,240	1,223,286	976,739	עמודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,706,609	1,832,534	1,355,980	1,084,840
עמודות צפויות (Probable Reserves)	593,403	139,983	103,701	84,980	עמודות צפויות (Probable Reserves)	5,446,605	1,789,223	1,326,986	1,061,719
סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,446,605	1,789,223	1,326,986	1,061,719	סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,446,605	1,789,223	1,326,986	1,061,719
עמודות אפשריות (Possible Reserves)	260,004	43,311	28,994	23,121	עמודות אפשריות (Possible Reserves)	260,004	43,311	28,994	23,121
סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,706,609	1,832,534	1,355,980	1,084,840	סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,706,609	1,832,534	1,355,980	1,084,840
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עמודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,074,359	1,716,415	1,272,679	1,016,564	עמודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,966,018	1,906,790	1,410,066	1,128,241
עמודות צפויות (Probable Reserves)	619,619	145,127	107,150	87,601	עמודות צפויות (Probable Reserves)	5,693,978	1,861,541	1,379,829	1,104,165
סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,693,978	1,861,541	1,379,829	1,104,165	סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,693,978	1,861,541	1,379,829	1,104,165
עמודות אפשריות (Possible Reserves)	272,040	45,249	30,237	24,076	עמודות אפשריות (Possible Reserves)	272,040	45,249	30,237	24,076
סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,966,018	1,906,790	1,410,066	1,128,241	סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	5,966,018	1,906,790	1,410,066	1,128,241

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

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
726,088	916,531	1,238,738	3,535,140	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,055,717	1,321,369	1,782,876	5,294,942	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
69,189	82,444	107,621	429,592	עתודות צפויות (Probable Reserves)	92,483	113,191	153,250	649,806	עתודות צפויות (Probable Reserves)
795,277	998,975	1,346,360	3,964,732	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,148,201	1,434,560	1,936,125	5,944,748	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
16,314	20,244	30,108	185,257	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	22,682	28,768	44,036	279,720	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
811,591	1,019,220	1,376,468	4,149,989	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	1,170,883	1,463,328	1,980,161	6,224,468	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%				
811,178	1,019,815	1,375,387	3,964,026	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	977,741	1,222,371	1,636,196	4,266,972	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
74,623	89,704	118,635	484,534	עתודות צפויות (Probable Reserves)	85,110	103,817	139,574	542,255	עתודות צפויות (Probable Reserves)
885,801	1,109,519	1,494,022	4,448,560	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,062,851	1,326,188	1,775,771	4,809,227	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,142	22,562	33,695	208,404	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	23,158	29,108	43,696	260,750	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
903,943	1,132,081	1,527,717	4,656,964	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,086,009	1,355,296	1,819,467	5,069,977	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
767,493	966,627	1,304,712	3,739,938	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,017,776	1,270,352	1,693,765	4,204,198	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
71,150	85,165	112,014	454,795	עתודות צפויות (Probable Reserves)	87,849	107,521	145,229	555,013	עתודות צפויות (Probable Reserves)
838,642	1,051,793	1,416,726	4,194,733	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,105,624	1,377,873	1,838,994	4,759,211	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
18,487	22,882	33,632	198,914	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	24,137	30,386	45,544	256,801	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
857,129	1,074,675	1,450,358	4,393,647	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,129,762	1,408,258	1,884,538	5,016,012	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 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁵				
723,376	913,086	1,233,877	3,516,925	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,056,897	1,316,946	1,748,803	4,152,101	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
68,090	81,075	105,854	425,308	עתודות צפויות (Probable Reserves)	90,567	111,216	150,778	559,729	עתודות צפויות (Probable Reserves)
791,466	994,161	1,339,730	3,942,232	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	1,147,465	1,428,162	1,899,581	4,711,830	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
17,440	21,555	31,609	186,588	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	25,081	31,611	47,302	253,581	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
808,906	1,015,716	1,371,339	4,128,820	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,172,545	1,459,773	1,946,883	4,965,411	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

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

(1) נתוני כמויות

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

גז טבעי ¹⁶						
BCF						
סה"כ השיעור המשוך 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	
205.6	-	250.6	2,101.2	-	2,101.2	האומדן הנמוך (Low Estimate) (1C)
750.9	428.0	322.9	6,296.8	3588.9	2,707.9	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) (2C)
1254.6	917.3	337.3	10,520.9	7692.5	2,828.4	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ¹⁸						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשוך 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	
0.6	-	0.6	4.6	-	4.6	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
1.7	0.9	0.7	13.9	7.9	6.0	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
2.8	2.0	0.7	23.1	16.9	6.2	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווינת, השווקים הפוטנציאליים למשאבים אלו הינם השוק המקומי ו/או השוק האזורי ו/או השוק הבינלאומי. לתיאור השווקים הפוטנציאליים למשאבים כאמור וכן בחינת האפשרויות לייצוא הגז, ראו סעיף 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, וסעיף 1.8 לדוח הרבעון השלישי וכן הדוח המידי של השותפות מיום 21.2.2023 (מס' אסמכתא: 2023-01-016345) אודות קידום הקמה עתידית של מתקן הנזלה צף (FLNG) בבעלות שותפי לווינת לצורך מכירת גז טבעי נזלי לשווקים גלובליים.

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

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.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. 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.

(4) נתוני תזרים מהוון

בהתאם להנחות השונות שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1(א)(3) לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2022 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 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	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%
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	23	0.3	7,768	1,391	-	38	-	-	6,339	-	1,458	4,881	4,321	4,074	3,846	3,442	3,094
31.12.2026	89	1.2	30,119	5,659	-	149	-	-	24,310	-	5,591	18,719	15,780	14,533	13,409	11,477	9,889
31.12.2027	111	1.4	37,441	6,914	-	187	29,326	-	1,014	7,039	5,022	(11,047)	(8,869)	(7,978)	(7,194)	(5,890)	(4,863)
31.12.2028	111	1.4	38,656	7,138	-	190	-	-	31,328	14,435	3,211	13,682	10,462	9,192	8,100	6,343	5,019
31.12.2029	111	1.4	39,334	7,264	-	192	-	-	31,878	18,843	2,324	10,712	7,800	6,694	5,765	4,318	3,275
31.12.2030	111	1.4	40,256	7,434	-	195	-	-	32,627	21,601	1,861	9,164	6,356	5,328	4,484	3,213	2,335
31.12.2031	111	1.4	46,265	8,544	-	208	-	-	37,514	17,668	3,890	15,956	10,539	8,629	7,097	4,864	3,387
31.12.2032	111	1.4	47,863	8,839	-	212	-	-	38,813	18,164	4,075	16,574	10,426	8,338	6,702	4,393	2,932
31.12.2033	111	1.4	47,863	8,839	-	213	-	-	38,812	18,164	4,075	16,573	9,929	7,756	6,092	3,820	2,443
31.12.2034	111	1.4	47,863	8,839	-	213	-	66,408	(27,597)	(12,915)	10,459	(25,141)	(14,345)	(10,944)	(8,402)	(5,039)	(3,089)
31.12.2035	111	1.4	47,863	8,839	-	214	-	-	38,810	18,163	2,547	18,100	9,836	7,330	5,499	3,155	1,853
31.12.2036	111	1.4	47,863	8,839	-	215	-	-	38,810	18,163	2,547	18,100	9,367	6,818	4,999	2,743	1,544
31.12.2037	111	1.4	47,863	8,839	-	216	-	-	38,809	18,163	2,884	17,762	8,755	6,224	4,460	2,341	1,263
31.12.2038	125	1.6	53,888	9,951	-	244	-	-	43,693	20,448	3,819	19,426	9,119	6,332	4,434	2,226	1,151
31.12.2039	152	2.0	65,603	12,114	-	298	-	-	53,190	24,893	4,981	23,316	10,424	7,070	4,838	2,324	1,151
31.12.2040	179	2.3	77,317	14,278	-	353	37,082	-	25,605	11,983	9,708	3,914	1,666	1,104	738	339	161
31.12.2041	205	2.6	88,363	16,317	-	405	-	-	71,640	33,528	6,386	31,727	12,866	8,325	5,441	2,391	1,088
31.12.2042	230	3.0	99,073	18,295	-	456	66,408	-	13,914	6,512	13,832	(6,430)	(2,483)	(1,570)	(1,002)	(421)	(184)
31.12.2043	254	3.3	109,449	20,211	-	506	-	-	88,732	41,527	6,950	40,256	14,806	9,140	5,705	2,294	959
31.12.2044	278	3.6	119,825	22,127	-	556	-	-	97,141	45,462	8,742	42,937	15,040	9,069	5,532	2,127	852
31.12.2045	301	3.9	129,532	23,920	-	604	66,408	-	38,599	18,064	16,853	3,682	1,228	723	431	159	61
31.12.2046	323	4.2	139,238	25,712	-	653	-	-	112,873	52,825	9,903	50,145	15,932	9,165	5,339	1,879	691
31.12.2047	344	4.4	148,275	27,381	-	698	66,408	-	53,787	25,173	17,184	11,431	3,459	1,943	1,107	372	131
31.12.2048	365	4.7	157,312	29,050	-	745	-	-	127,518	59,678	10,168	57,672	16,620	9,121	5,075	1,634	552
31.12.2049	385	5.0	166,015	30,657	-	790	62,530	-	72,038	33,714	17,042	21,282	5,841	3,131	1,703	524	170

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 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM 100%) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
377	1,216	4,130	7,772	14,845	56,791	8,591	57,516	122,898	-	-	725	-	27,999	151,622	4.5	352	31.12.2050
247	830	2,948	5,676	11,099	44,583	5,498	44,056	94,138	-	-	558	-	21,448	116,143	3.5	270	31.12.2051
155	544	2,019	3,978	7,965	33,594	3,208	32,375	69,177	-	-	412	-	15,761	85,350	2.6	198	31.12.2052
91	334	1,296	2,613	5,355	23,717	1,249	21,963	46,930	-	-	281	-	10,693	57,904	1.7	134	31.12.2053
51	194	786	1,622	3,404	15,828	(1,107)	12,950	27,671	-	-	165	-	6,304	34,140	1.0	79	31.12.2054
22	86	364	769	1,652	8,067	(2,433)	4,956	10,590	-	-	53	-	2,411	13,054	0.4	30	31.12.2055
3	12	53	115	253	1,296	(3,464)	(1,907)	(4,075)	-	-	(18)	-	(927)	(5,021)	(0.1)	(12)	31.12.2056
(9)	(38)	(175)	(388)	(873)	(4,698)	(4,263)	(7,883)	(16,844)	-	-	(76)	-	(3,832)	(20,752)	(0.6)	(48)	31.12.2057
(16)	(71)	(344)	(778)	(1,793)	(10,136)	(4,895)	(13,223)	(28,254)	-	-	(128)	-	(6,428)	(34,810)	(1.0)	(81)	31.12.2058
(19)	(90)	(455)	(1,053)	(2,485)	(14,750)	(5,340)	(17,673)	(37,762)	-	-	(171)	-	(8,591)	(46,524)	(1.4)	(108)	31.12.2059
(20)	(100)	(530)	(1,256)	(3,036)	(18,919)	(5,651)	(21,614)	(46,184)	-	-	(209)	-	(10,507)	(56,900)	(1.7)	(132)	31.12.2060
(20)	(101)	(561)	(1,360)	(3,365)	(22,015)	(6,576)	(25,152)	(53,743)	-	-	(817)	-	(12,357)	(66,917)	(2.0)	(152)	31.12.2061
(17)	(91)	(525)	(1,303)	(3,300)	(22,670)	(9,370)	(28,185)	(60,225)	-	-	(1,431)	-	(13,964)	(75,621)	(2.2)	(169)	31.12.2062
(15)	(87)	(524)	(1,328)	(3,445)	(24,854)	(10,023)	(30,681)	(65,557)	-	-	(1,967)	-	(15,293)	(82,818)	(2.4)	(183)	31.12.2063
(19)	(109)	(687)	(1,784)	(4,738)	(35,885)	(1,490)	-	(37,376)	26,100	-	(652)	-	(2,701)	(14,629)	(0.4)	(32)	31.12.2064
36,677	57,558	101,993	142,841	206,415	453,342	139,445	558,794	1,151,582	26,100	394,572	5,476	-	357,403	1,935,133	59.5	4,623	סה"כ

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

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדרסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
1,896	2,109	2,357	2,496	2,647	2,991	893	-	3,884	-	-	24	-	914	4,821	0.2	14	31.12.2025
(15)	(17)	(20)	(22)	(24)	(28)	(8)	37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
(147)	(177)	(217)	(240)	(267)	(333)	(99)	432	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
(117)	(148)	(188)	(214)	(243)	(318)	(95)	413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(5,661)	(7,465)	(9,966)	(11,572)	(13,485)	(18,517)	2,791	(13,599)	(29,326)	-	29,326	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
323	444	619	736	878	1,266	(498)	(84)	684	-	-	4	-	156	845	0.0	2	31.12.2030
714	1,025	1,495	1,818	2,220	3,361	128	3,069	6,558	-	-	36	-	1,494	8,088	0.3	19	31.12.2031
1,083	1,623	2,476	3,080	3,852	6,123	953	6,224	13,299	-	-	73	-	3,029	16,401	0.5	38	31.12.2032
1,296	2,026	3,231	4,114	5,267	8,791	1,750	9,273	19,813	-	-	108	-	4,512	24,434	0.7	57	31.12.2033
1,394	2,274	3,792	4,940	6,475	11,348	2,514	12,194	26,055	-	-	143	-	5,934	32,132	1.0	75	31.12.2034
1,424	2,423	4,224	5,631	7,556	13,905	3,277	15,115	32,297	-	-	178	-	7,355	39,830	1.2	92	31.12.2035
(592)	(1,052)	(1,917)	(2,615)	(3,593)	(6,943)	7,573	554	1,185	-	37,082	212	-	8,715	47,194	1.4	110	31.12.2036
1,397	2,589	4,933	6,885	9,685	19,648	3,885	20,703	44,237	-	-	246	-	10,075	54,557	1.6	127	31.12.2037
1,309	2,532	5,043	7,202	10,371	22,094	4,616	23,496	50,206	-	-	280	-	11,435	61,921	1.9	144	31.12.2038
280	565	1,176	1,719	2,535	5,670	8,470	12,438	26,578	-	29,326	313	-	12,733	68,950	2.1	160	31.12.2039
1,101	2,319	5,048	7,549	11,395	26,762	6,010	28,829	61,601	-	-	347	-	14,031	75,979	2.3	176	31.12.2040
998	2,192	4,990	7,634	11,798	29,096	6,707	31,496	67,299	-	-	380	-	15,328	83,007	2.5	193	31.12.2041
895	2,052	4,882	7,644	12,095	31,318	7,371	34,035	72,724	-	-	413	-	16,565	89,702	2.7	208	31.12.2042
(195)	(466)	(1,158)	(1,856)	(3,006)	(8,173)	14,419	5,495	11,741	-	66,408	446	-	17,801	96,396	2.9	224	31.12.2043
738	1,842	4,790	7,853	13,023	37,179	7,138	38,986	83,303	-	-	477	-	18,975	102,755	3.1	239	31.12.2044
650	1,693	4,602	7,720	13,108	39,290	7,769	41,397	88,456	-	-	509	-	20,150	109,115	3.3	253	31.12.2045
565	1,535	4,363	7,489	13,019	40,974	8,826	43,809	93,609	-	-	541	-	21,324	115,474	3.5	268	31.12.2046
(18)	(52)	(155)	(272)	(485)	(1,602)	16,607	13,199	28,204	-	70,286	572	-	22,436	121,499	3.6	282	31.12.2047
442	1,308	4,062	7,301	13,304	46,163	8,830	48,378	103,371	-	-	604	-	23,549	127,523	3.8	296	31.12.2048
49	151	489	899	1,677	6,112	16,149	19,583	41,843	-	66,408	635	-	24,662	133,548	4.0	310	31.12.2049
339	1,093	3,710	6,982	13,335	51,015	9,171	52,946	113,132	-	-	667	-	25,774	139,573	4.2	324	31.12.2050
75	254	901	1,735	3,392	13,625	15,747	25,838	55,210	-	62,530	698	-	26,825	145,263	4.3	337	31.12.2051
159	557	2,066	4,070	8,149	34,371	11,754	40,577	86,702	-	33,204	715	-	27,319	147,941	4.4	343	31.12.2052
194	710	2,757	5,558	11,391	50,448	7,134	50,655	108,238	-	-	649	-	24,662	133,548	4.0	310	31.12.2053
142	542	2,197	4,533	9,513	44,238	6,271	44,433	94,943	-	-	572	-	21,633	117,148	3.5	272	31.12.2054
104	417	1,767	3,730	8,013	39,126	4,744	38,592	82,462	-	-	499	-	18,790	101,751	3.0	236	31.12.2055

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

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
76	318	1,410	3,046	6,700	34,347	3,317	33,132	70,796	-	-	431	-	16,132	87,359	2.6	203	31.12.2056
54	234	1,086	2,400	5,405	29,093	2,797	28,054	59,944	-	-	367	-	13,660	73,970	2.2	172	31.12.2057
37	168	816	1,846	4,257	24,062	2,344	23,229	49,635	-	-	305	-	11,311	61,251	1.8	142	31.12.2058
25	118	599	1,385	3,270	19,409	1,946	18,786	40,141	-	-	248	-	9,148	49,537	1.5	115	31.12.2059
16	79	417	987	2,386	14,867	1,581	14,470	30,918	-	-	192	-	7,046	38,157	1.1	89	31.12.2060
10	49	273	661	1,636	10,704	1,272	10,535	22,510	-	-	141	-	5,130	27,781	0.8	64	31.12.2061
6	34	194	482	1,220	8,382	(591)	6,854	14,645	-	-	92	-	3,338	18,074	0.5	42	31.12.2062
3	17	105	267	693	5,000	(1,105)	3,427	7,322	-	-	46	-	1,669	9,037	0.3	21	31.12.2063
(12)	(72)	(458)	(1,190)	(3,159)	(23,930)	(1,950)	-	(25,880)	26,100	-	16	-	53	289	0.0	1	31.12.2064
11,035	25,842	66,791	112,408	196,001	670,929	200,407	786,999	1,658,336	26,100	394,572	12,181	-	473,659	2,564,848	76.7	5,957	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2030
(3,660)	(5,255)	(7,668)	(9,323)	(11,387)	(17,239)	3,173	(12,374)	(26,440)	-	29,326	16	-	657	3,559	0.1	9	31.12.2031
729	1,092	1,666	2,073	2,593	4,121	355	3,938	8,414	-	-	46	-	1,916	10,376	0.3	24	31.12.2032
935	1,462	2,332	2,969	3,801	6,345	1,019	6,478	13,842	-	-	76	-	3,152	17,070	0.5	40	31.12.2033
1,053	1,717	2,863	3,730	4,889	8,568	1,683	9,018	19,270	-	-	106	-	4,388	23,764	0.7	55	31.12.2034
1,094	1,862	3,245	4,325	5,804	10,680	2,314	11,431	24,426	-	-	135	-	5,563	30,124	0.9	70	31.12.2035
1,091	1,939	3,533	4,819	6,621	12,793	2,945	13,844	29,582	-	-	164	-	6,737	36,483	1.1	85	31.12.2036
(596)	(1,105)	(2,106)	(2,939)	(4,135)	(8,388)	7,141	(1,097)	(2,344)	-	37,082	193	-	7,911	42,843	1.3	99	31.12.2037
1,059	2,048	4,079	5,825	8,388	17,869	3,354	18,670	39,893	-	-	223	-	9,086	49,202	1.5	114	31.12.2038
981	1,980	4,123	6,025	8,883	19,870	3,952	20,956	44,777	-	-	251	-	10,198	55,227	1.7	128	31.12.2039
900	1,895	4,126	6,169	9,312	21,871	4,549	23,241	49,661	-	-	279	-	11,311	61,251	1.8	142	31.12.2040
175	385	877	1,342	2,073	5,113	8,303	11,802	25,218	-	29,326	308	-	12,423	67,276	2.0	156	31.12.2041
736	1,688	4,016	6,288	9,948	25,760	5,711	27,685	59,156	-	-	336	-	13,474	72,966	2.2	169	31.12.2042
106	255	633	1,014	1,643	4,467	9,874	12,616	26,957	-	37,082	365	-	14,587	78,991	2.4	183	31.12.2043
605	1,511	3,930	6,442	10,685	30,502	6,020	32,128	68,650	-	-	393	-	15,638	84,681	2.5	197	31.12.2044
534	1,391	3,781	6,342	10,769	32,280	6,551	34,159	72,990	-	-	420	-	16,626	90,036	2.7	209	31.12.2045
(104)	(283)	(803)	(1,379)	(2,397)	(7,545)	13,499	5,238	11,192	-	66,408	449	-	17,677	95,726	2.9	222	31.12.2046
425	1,207	3,586	6,299	11,210	37,047	6,545	38,348	81,939	-	-	476	-	18,666	101,082	3.0	235	31.12.2047
367	1,088	3,379	6,073	11,066	38,398	7,502	40,378	86,278	-	-	504	-	19,655	106,437	3.2	247	31.12.2048
(12)	(38)	(123)	(226)	(422)	(1,539)	14,418	11,329	24,208	-	66,408	532	-	20,644	111,792	3.3	259	31.12.2049
288	929	3,154	5,935	11,336	43,368	7,003	44,312	94,683	-	-	559	-	21,571	116,813	3.5	271	31.12.2050
248	833	2,955	5,690	11,127	44,697	7,838	46,215	98,750	-	-	586	-	22,498	121,833	3.6	283	31.12.2051
20	70	259	511	1,022	4,311	15,057	17,039	36,407	-	66,408	613	-	23,425	126,854	3.8	294	31.12.2052
188	687	2,666	5,375	11,017	48,791	8,069	50,020	106,881	-	-	641	-	24,353	131,875	3.9	306	31.12.2053
34	132	534	1,102	2,312	10,753	15,005	22,659	48,417	-	62,530	669	-	25,280	136,895	4.1	318	31.12.2054
142	565	2,394	5,055	10,860	53,023	8,019	53,699	114,741	-	-	695	-	26,145	141,581	4.2	329	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
113	470	2,081	4,496	9,890	50,702	8,318	51,920	110,940	-	-	675	-	25,280	136,895	4.1	318	31.12.2056
85	367	1,702	3,762	8,472	45,604	7,787	46,968	100,359	-	-	614	-	22,869	123,842	3.7	287	31.12.2057
64	290	1,404	3,175	7,321	41,381	6,525	42,143	90,049	-	-	554	-	20,520	111,123	3.3	258	31.12.2058
47	224	1,133	2,622	6,188	36,727	6,127	37,699	80,553	-	-	498	-	18,357	99,408	3.0	231	31.12.2059
34	170	899	2,130	5,147	32,074	5,729	33,255	71,058	-	-	442	-	16,194	87,693	2.6	204	31.12.2060
26	131	727	1,762	4,358	28,518	4,667	29,192	62,377	-	-	390	-	14,216	76,983	2.3	179	31.12.2061
20	105	610	1,512	3,830	26,310	2,401	25,257	53,968	-	-	339	-	12,300	66,607	2.0	155	31.12.2062
14	78	470	1,193	3,095	22,324	2,202	21,575	46,101	-	-	291	-	10,507	56,900	1.7	132	31.12.2063
(10)	(59)	(376)	(976)	(2,592)	(19,635)	(1,602)	-	(21,237)	26,100	-	301	-	1,170	6,334	0.2	15	31.12.2064
7,730	19,828	56,082	99,210	182,727	709,921	212,054	829,743	1,751,717	26,100	394,572	13,137	-	494,996	2,680,522	80.1	6,222	סה"כ

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

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

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
118,258	120,802	123,516	124,944	126,423	129,545	38,995	-	168,541	-	69,968	51,353	-	57,965	347,827	10.1	785	31.12.2023
127,966	136,402	145,807	150,923	156,345	168,216	43,120	-	211,336	-	52,799	43,348	-	61,488	368,971	10.8	839	31.12.2024
141,690	157,597	176,121	186,540	197,843	223,508	45,776	-	269,284	-	9,083	42,941	-	64,368	385,676	11.5	895	31.12.2025
134,795	156,447	182,783	198,098	215,103	255,158	51,945	-	307,103	-	-	40,208	-	78,662	425,972	13.1	1,019	31.12.2026
82,789	100,265	122,468	135,816	150,987	188,057	40,275	49,553	277,885	-	29,326	45,037	-	79,780	432,028	13.4	1,040	31.12.2027
67,597	85,425	109,085	123,788	140,891	184,258	30,211	99,470	313,938	-	-	45,263	-	81,355	440,555	13.4	1,040	31.12.2028
50,230	66,238	88,428	102,680	119,650	164,302	24,250	122,534	311,086	-	-	52,236	-	82,288	445,611	13.4	1,040	31.12.2029
36,146	49,738	69,418	82,481	98,401	141,879	34,353	147,269	323,501	-	-	45,615	-	83,600	452,717	13.4	1,040	31.12.2030
31,019	44,539	64,988	79,013	96,508	146,107	36,525	160,662	343,295	-	-	43,644	-	87,637	474,575	13.4	1,040	31.12.2031
26,388	39,536	60,311	75,032	93,827	149,151	37,569	164,257	350,977	-	-	43,871	-	89,428	484,277	13.4	1,040	31.12.2032
21,827	34,125	54,423	69,281	88,698	148,048	38,663	164,250	350,961	-	-	43,852	-	89,420	484,233	13.4	1,040	31.12.2033
12,514	20,415	34,037	44,338	58,116	101,852	45,972	130,041	277,866	-	66,408	50,680	-	89,452	484,406	13.4	1,040	31.12.2034
14,555	24,778	43,189	57,567	77,253	142,162	39,031	159,395	340,587	-	-	36,635	-	85,436	462,657	13.4	1,040	31.12.2035
12,091	21,478	39,139	53,383	73,343	141,715	39,472	159,390	340,577	-	-	36,645	-	85,436	462,658	13.4	1,040	31.12.2036
10,051	18,630	35,492	49,534	69,675	141,359	39,822	159,385	340,566	-	-	36,656	-	85,436	462,657	13.4	1,040	31.12.2037
8,356	16,162	32,191	45,971	66,204	141,032	40,143	159,379	340,554	-	-	36,667	-	85,436	462,657	13.4	1,040	31.12.2038
6,823	13,771	28,674	41,901	61,780	138,188	39,293	156,130	333,611	-	-	43,496	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2039
4,842	10,198	22,199	33,194	50,107	117,683	43,691	141,961	303,334	-	37,082	36,690	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2040
4,863	10,687	24,321	37,213	57,510	141,824	39,272	159,309	340,405	-	-	36,702	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2041
2,860	6,559	15,606	24,434	38,660	100,105	45,655	128,224	273,984	-	66,408	36,714	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2042
3,413	8,167	20,315	32,546	52,722	143,341	37,741	159,298	340,380	-	-	36,727	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2043
2,774	6,925	18,009	29,523	48,963	139,779	37,669	156,101	333,549	-	-	43,557	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2044
1,655	4,312	11,723	19,665	33,391	100,089	45,650	128,206	273,945	-	66,408	36,753	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2045
1,975	5,369	15,261	26,195	45,538	143,324	37,736	159,279	340,340	-	-	36,767	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2046
1,167	3,310	9,835	17,275	30,745	101,605	44,119	128,193	273,918	-	66,408	36,781	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2047
1,386	4,103	12,746	22,907	41,741	144,840	36,205	159,266	340,312	-	-	36,795	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2048
819	2,531	8,221	15,119	28,205	102,764	41,381	126,804	270,950	-	62,530	43,627	-	85,410	462,517	13.4	1,040	31.12.2049

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 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות 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										
918	2,960	10,049	18,910	36,117	138,172	32,900	150,491	321,562	-	-	36,714	-	81,145	439,422	12.7	987	31.12.2050
683	2,296	8,152	15,696	30,693	123,292	29,009	133,979	286,279	-	-	36,520	-	73,110	395,910	11.4	886	31.12.2051
506	1,776	6,589	12,983	25,993	109,631	25,920	119,245	254,796	-	-	36,347	-	65,941	357,084	10.2	796	31.12.2052
374	1,369	5,311	10,707	21,947	97,194	23,197	105,908	226,299	-	-	36,190	-	59,451	321,940	9.2	714	31.12.2053
269	1,029	4,176	8,615	18,078	84,063	19,275	90,906	194,243	-	-	42,867	-	53,702	290,812	8.3	642	31.12.2054
205	816	3,461	7,306	15,697	76,642	18,050	83,300	177,993	-	-	35,920	-	48,449	262,362	7.4	576	31.12.2055
150	625	2,772	5,988	13,172	67,530	16,320	73,762	157,612	-	-	35,833	-	43,813	237,259	6.7	517	31.12.2056
110	477	2,209	4,883	10,996	59,194	14,822	65,112	139,128	-	-	35,760	-	39,610	214,499	6.0	465	31.12.2057
80	362	1,752	3,962	9,136	51,638	13,556	57,351	122,545	-	-	35,696	-	35,840	194,081	5.4	417	31.12.2058
54	256	1,295	2,998	7,077	42,001	11,612	47,163	100,775	-	-	42,457	-	32,440	175,672	4.8	374	31.12.2059
41	204	1,083	2,564	6,197	38,617	11,535	44,118	94,270	-	-	35,590	-	29,412	159,272	4.3	336	31.12.2060
30	154	854	2,070	5,122	33,512	10,010	38,287	81,809	-	-	34,971	-	26,449	143,230	3.9	302	31.12.2061
24	130	750	1,860	4,710	32,362	5,104	32,959	70,426	-	-	34,347	-	23,730	128,502	3.5	271	31.12.2062
18	98	596	1,512	3,920	28,281	3,885	28,297	60,463	-	-	33,802	-	21,350	115,615	3.1	244	31.12.2063
(29)	(169)	(1,068)	(2,774)	(7,365)	(55,786)	-	-	(55,786)	57,564	-	5,710	-	1,696	9,183	0.2	19	31.12.2064
932,284	1,180,891	1,616,290	1,976,643	2,520,118	4,866,231	1,309,730	4,349,234	10,525,195	57,564	526,422	1,637,983	-	2,862,840	15,610,003	451	35,012	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

מהוון ב-20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	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
135,916	138,839	141,959	143,601	145,300	148,888	44,773	-	193,662	-	69,968	53,322	-	63,382	380,334	11.1	861	31.12.2023
143,333	152,782	163,317	169,047	175,120	188,417	49,154	-	237,570	-	52,799	45,287	-	67,122	402,779	11.8	918	31.12.2024
155,236	172,664	192,959	204,373	216,757	244,876	52,159	-	297,035	-	9,083	44,897	-	73,297	424,311	12.7	989	31.12.2025
139,086	161,427	188,601	204,403	221,950	263,280	54,371	5,616	323,266	-	-	42,065	-	82,743	448,074	13.7	1,062	31.12.2026
87,189	105,593	128,976	143,034	159,010	198,051	34,938	84,346	317,335	-	-	46,857	-	82,485	446,677	13.7	1,062	31.12.2027
65,607	82,911	105,874	120,144	136,744	178,834	29,467	115,696	323,997	-	-	47,086	-	84,046	455,128	13.7	1,062	31.12.2028
43,220	56,993	76,086	88,349	102,951	141,371	26,598	123,851	291,820	-	29,326	54,054	-	84,978	460,178	13.7	1,062	31.12.2029
36,491	50,212	70,081	83,269	99,340	143,233	34,758	155,584	333,575	-	-	47,432	-	86,293	467,300	13.7	1,062	31.12.2030
31,702	45,520	66,419	80,753	98,633	149,325	37,487	164,338	351,149	-	-	45,163	-	89,760	486,073	13.7	1,062	31.12.2031
26,938	40,360	61,568	76,596	95,782	152,260	38,498	167,809	358,567	-	-	45,402	-	91,494	495,463	13.7	1,062	31.12.2032
22,286	34,842	55,566	70,736	90,561	151,158	39,592	167,803	358,553	-	-	45,379	-	91,486	495,418	13.7	1,062	31.12.2033
18,021	29,400	49,018	63,851	83,693	146,679	40,518	164,677	351,874	-	-	52,207	-	91,520	495,600	13.7	1,062	31.12.2034
14,718	25,056	43,674	58,213	78,120	143,757	41,491	162,962	348,209	-	-	37,308	-	87,315	472,832	13.7	1,062	31.12.2035
10,240	18,189	33,147	45,209	62,113	120,016	45,497	145,602	311,115	-	37,082	37,319	-	87,315	472,831	13.7	1,062	31.12.2036
10,249	18,997	36,191	50,510	71,048	144,144	41,092	162,952	348,188	-	-	37,329	-	87,315	472,832	13.7	1,062	31.12.2037
8,541	16,520	32,903	46,989	67,670	144,154	41,075	162,946	348,176	-	-	37,341	-	87,315	472,832	13.7	1,062	31.12.2038
6,051	12,212	25,430	37,160	54,789	122,552	43,382	145,972	311,906	-	29,326	44,170	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2039
5,929	12,487	27,182	40,645	61,354	144,097	41,058	162,881	348,037	-	-	37,364	-	87,289	472,689	13.7	1,062	31.12.2040
4,941	10,858	24,710	37,808	58,431	144,093	41,057	162,876	348,026	-	-	37,376	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2041
4,117	9,441	22,463	35,169	55,646	144,088	41,056	162,870	348,013	-	-	37,389	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2042
2,438	5,833	14,508	23,243	37,652	102,368	47,438	131,785	281,592	-	66,408	37,402	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2043
2,834	7,076	18,400	30,163	50,026	142,811	38,691	159,667	341,168	-	-	44,232	-	87,289	472,689	13.7	1,062	31.12.2044
2,408	6,273	17,054	28,607	48,573	145,599	39,523	162,852	347,974	-	-	37,428	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2045
2,000	5,438	15,457	26,532	46,123	145,167	39,948	162,845	347,960	-	-	37,442	-	87,289	472,691	13.7	1,062	31.12.2046
1,155	3,277	9,738	17,104	30,442	100,603	47,135	129,965	277,703	-	70,286	37,456	-	87,299	472,745	13.7	1,062	31.12.2047
1,402	4,152	12,897	23,179	42,236	146,559	38,818	163,076	348,453	-	-	37,472	-	87,407	473,332	13.7	1,062	31.12.2048
811	2,505	8,137	14,964	27,915	101,709	44,704	128,799	275,213	-	66,408	44,304	-	87,407	473,332	13.7	1,062	31.12.2049
980	3,157	10,720	20,173	38,529	147,399	37,962	163,062	348,423	-	-	37,502	-	87,407	473,332	13.7	1,062	31.12.2050
599	2,014	7,148	13,764	26,915	108,115	43,971	133,790	285,876	-	62,530	37,518	-	87,407	473,332	13.7	1,062	31.12.2051
586	2,056	7,631	15,036	30,103	126,967	39,413	146,364	312,745	-	33,204	37,520	-	86,851	470,320	13.6	1,055	31.12.2052
543	1,989	7,719	15,562	31,897	141,261	34,260	154,406	329,927	-	-	37,441	-	83,204	450,572	13.0	1,009	31.12.2053
418	1,598	6,481	13,371	28,059	130,476	32,031	142,957	305,463	-	-	44,166	-	79,187	428,816	12.3	959	31.12.2054
337	1,346	5,707	12,047	25,882	126,373	30,805	138,270	295,448	-	-	37,261	-	75,355	408,064	11.7	911	31.12.2055

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) 2P+2C ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
267	1,109	4,919	10,625	23,370	119,812	28,845	130,774	279,431	-	-	37,178	-	71,708	388,317	11.1	865	31.12.2056
209	909	4,213	9,312	20,971	112,887	27,827	123,786	264,499	-	-	37,100	-	68,309	369,908	10.6	822	31.12.2057
164	744	3,603	8,148	18,786	106,184	26,874	117,052	250,110	-	-	37,025	-	65,033	352,168	10.1	781	31.12.2058
125	591	2,994	6,929	16,356	97,067	25,143	107,508	229,718	-	-	43,772	-	61,942	335,433	9.6	742	31.12.2059
101	496	2,629	6,226	15,046	93,758	25,146	104,600	223,505	-	-	36,887	-	58,976	319,367	9.1	705	31.12.2060
79	405	2,241	5,431	13,437	87,923	24,337	98,756	211,016	-	-	36,822	-	56,132	303,970	8.6	669	31.12.2061
64	343	1,983	4,916	12,453	85,553	20,497	93,292	199,342	-	-	36,761	-	53,475	289,578	8.2	636	31.12.2062
50	281	1,701	4,315	11,190	80,723	19,550	88,210	188,482	-	-	36,705	-	51,002	276,190	7.8	604	31.12.2063
(20)	(117)	(742)	(1,927)	(5,117)	(38,763)	1,054	-	(37,709)	57,564	-	6,774	-	6,031	32,660	0.9	71	31.12.2064
987,361	1,246,777	1,711,261	2,107,579	2,725,855	5,623,823	1,531,992	5,200,595	12,356,410	57,564	526,422	1,690,918	-	3,290,312	17,921,626	518	40,210	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של

השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט אלפי חביות) 100%) מנכס הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100%) מנכס הנפט)	הכנסות	תשלומי שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	הפעלה עלויות	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%
31.12.2023	904	11.6	401,025	66,830	-	55,020	69,968	-	209,206	-	48,348	160,858	156,981	155,145	153,372	150,001	146,842
31.12.2024	926	11.9	411,130	68,514	-	46,797	52,799	-	243,021	-	50,407	192,614	179,021	172,812	166,954	156,185	146,526
31.12.2025	993	12.8	431,589	75,287	-	46,397	9,083	-	300,823	-	53,030	247,793	219,339	206,808	195,257	174,720	157,085
31.12.2026	1,062	13.7	455,199	84,059	-	43,550	-	-	327,590	17,178	52,706	257,706	217,251	200,076	184,608	158,009	136,141
31.12.2027	1,062	13.7	453,689	83,780	-	48,340	-	-	321,569	88,444	34,969	198,156	159,094	143,110	129,045	105,649	87,235
31.12.2028	1,062	13.7	461,840	85,285	-	48,569	-	-	327,986	119,757	29,450	178,779	136,702	120,107	105,841	82,885	65,587
31.12.2029	1,062	13.7	466,757	86,193	-	55,531	-	-	325,033	142,074	23,638	159,321	116,022	99,567	85,747	64,230	48,707
31.12.2030	1,062	13.7	473,720	87,479	-	48,906	-	-	337,335	157,873	35,771	143,692	99,658	83,535	70,305	50,373	36,608
31.12.2031	1,062	13.7	487,934	90,104	-	45,561	29,326	-	322,943	151,137	41,117	130,688	86,323	70,675	58,130	39,839	27,746
31.12.2032	1,062	13.7	496,792	91,740	-	45,798	-	-	359,255	168,131	38,582	152,541	95,960	76,737	61,682	40,435	26,988
31.12.2033	1,062	13.7	496,747	91,731	-	45,773	-	-	359,242	168,125	39,677	151,440	90,731	70,868	55,670	34,907	22,327
31.12.2034	1,062	13.7	496,938	91,767	-	52,601	-	-	352,571	165,003	40,603	146,964	83,856	63,976	49,113	29,457	18,056
31.12.2035	1,062	13.7	473,292	87,400	-	37,819	-	-	348,073	162,898	41,474	143,701	78,090	58,191	43,657	25,046	14,713
31.12.2036	1,062	13.7	473,289	87,399	-	37,829	-	-	348,060	162,892	41,915	143,253	74,139	53,962	39,564	21,711	12,222
31.12.2037	1,062	13.7	473,292	87,400	-	37,840	37,082	-	310,970	145,534	45,493	119,943	59,119	42,029	30,115	15,807	8,528
31.12.2038	1,062	13.7	473,292	87,400	-	37,852	-	-	348,040	162,883	41,059	144,099	67,643	46,971	32,891	16,514	8,538
31.12.2039	1,062	13.7	473,151	87,374	-	44,681	-	-	341,097	159,633	40,209	141,254	63,151	42,831	29,310	14,076	6,974
31.12.2040	1,062	13.7	473,148	87,373	-	37,875	-	-	347,899	162,817	41,042	144,041	61,330	40,629	27,172	12,482	5,927
31.12.2041	1,062	13.7	473,151	87,374	-	37,887	29,326	-	318,564	149,088	44,197	125,279	50,801	32,872	21,484	9,440	4,296
31.12.2042	1,062	13.7	473,151	87,374	-	37,900	-	-	347,878	162,807	41,039	144,032	55,625	35,156	22,454	9,437	4,116
31.12.2043	1,062	13.7	473,151	87,374	-	37,913	37,082	-	310,782	145,446	44,602	120,734	44,407	27,413	17,111	6,879	2,875
31.12.2044	1,062	13.7	473,148	87,373	-	44,743	-	-	341,031	159,603	39,348	142,080	49,770	30,009	18,306	7,039	2,819
31.12.2045	1,062	13.7	473,151	87,374	-	37,939	-	-	347,838	162,788	40,181	144,869	48,330	28,463	16,968	6,241	2,396
31.12.2046	1,062	13.7	473,151	87,374	-	37,953	66,408	-	281,416	131,703	46,564	103,149	32,773	18,852	10,983	3,864	1,421
31.12.2047	1,062	13.7	473,264	87,395	-	37,967	-	-	347,902	162,818	39,088	145,996	44,178	24,822	14,133	4,756	1,676
31.12.2048	1,062	13.7	474,501	87,623	-	37,984	-	-	348,894	163,282	39,636	145,976	42,068	23,087	12,846	4,135	1,397
31.12.2049	1,062	13.7	474,501	87,623	-	44,816	66,408	-	275,653	129,006	45,184	101,463	27,848	14,927	8,117	2,499	809
31.12.2050	1,062	13.7	474,501	87,623	-	38,014	-	-	348,864	163,268	38,105	147,491	38,553	20,185	10,727	3,159	980
31.12.2051	1,062	13.7	474,501	87,623	-	38,030	-	-	348,847	163,261	38,440	147,147	36,632	18,733	9,729	2,741	815
31.12.2052	1,062	13.7	474,501	87,623	-	38,047	66,408	-	282,423	132,174	45,160	105,089	24,916	12,445	6,316	1,702	485
31.12.2053	1,062	13.7	474,501	87,623	-	38,064	-	-	348,814	163,245	37,672	147,897	33,395	16,293	8,081	2,083	569
31.12.2054	1,062	13.7	474,501	87,623	-	44,896	62,530	-	279,452	130,783	43,274	105,394	22,665	10,801	5,235	1,291	338

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של

השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס

מיסים

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%)	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%
31.12.2055	1,062	13.7	474,501	87,623	-	38,094	-	-	348,784	163,231	36,657	148,896	30,495	14,194	6,724	1,586	398
31.12.2056	1,040	13.4	465,129	85,893	-	38,063	-	-	341,174	159,669	36,489	145,015	28,286	12,860	5,953	1,343	323
31.12.2057	999	12.9	447,390	82,617	-	37,991	-	-	326,782	152,934	35,492	138,356	25,702	11,413	5,164	1,114	257
31.12.2058	959	12.3	429,985	79,403	-	37,919	-	-	312,663	146,326	33,764	132,572	23,455	10,173	4,498	928	205
31.12.2059	921	11.9	413,585	76,374	-	44,670	-	-	292,540	136,909	32,066	123,565	20,820	8,820	3,811	752	159
31.12.2060	883	11.4	397,519	73,407	-	37,787	-	-	286,324	134,000	32,069	120,255	19,298	7,985	3,372	637	129
31.12.2061	848	10.9	382,457	70,626	-	37,726	-	-	274,105	128,281	30,574	115,250	17,614	7,119	2,938	531	103
31.12.2062	814	10.5	367,730	67,906	-	37,666	-	-	262,158	122,690	26,363	113,105	16,463	6,499	2,621	453	84
31.12.2063	782	10.1	353,672	65,310	-	37,608	-	-	250,753	117,352	25,731	107,670	14,925	5,755	2,268	375	67
31.12.2064	93	1.2	42,188	7,791	-	7,218	-	57,564	(30,384)	-	2,019	(32,404)	(4,278)	(1,611)	(621)	(98)	(17)
סה"כ	42,025	541	18,780,655	3,449,067	-	1,723,634	526,422	57,564	13,023,969	5,515,044	1,613,208	5,895,717	2,789,149	2,145,295	1,737,651	1,265,213	1,003,450

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2022 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי 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%
קיסון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	5,369,039	1,764,195	1,287,705	1,017,405	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	843,871	1,070,789	1,465,315	4,362,252
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,200,354	1,865,171	1,356,646	1,074,550	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	895,327	1,132,026	1,552,673	5,044,593
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	6,503,657	1,896,632	1,378,965	1,093,988	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	912,091	1,151,098	1,579,066	5,291,410
קיסון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	5,621,057	1,837,729	1,340,473	1,059,208	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	799,199	1,015,390	1,389,730	4,111,519
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,489,277	1,942,134	1,411,443	1,117,927	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	849,402	1,074,985	1,474,103	4,757,330
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	6,806,631	1,974,896	1,434,629	1,138,098	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	864,328	1,091,910	1,497,699	4,987,993

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%				
753,379	958,894	1,313,237	3,861,235	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,100,312	1,392,506	1,910,515	5,872,442	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
802,152	1,016,476	1,393,953	4,468,506	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	6,777,473	1,465,489	2,018,316	6,777,473	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
816,560	1,032,845	1,416,683	4,686,046	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	7,108,645	1,489,470	2,052,275	7,108,645	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%				
843,163	1,069,756	1,463,552	4,352,937	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,018,121	1,285,334	1,744,584	4,655,725	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
893,448	1,129,599	1,549,209	5,031,457	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,075,676	1,355,587	1,849,708	5,471,819	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
910,221	1,148,677	1,575,593	5,277,698	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,095,188	1,378,184	1,882,167	5,773,574	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
796,410	1,011,806	1,384,682	4,094,193	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,059,843	1,335,638	1,804,973	4,602,407	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
846,521	1,071,277	1,468,836	4,737,565	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,119,360	1,409,022	1,916,318	5,422,281	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
862,707	1,089,692	1,494,184	4,969,912	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,139,634	1,432,532	1,949,897	5,706,702	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 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²³				
750,532	955,202	1,307,873	3,840,359	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	1,100,548	1,384,343	1,862,409	4,554,394	משאבים מותננים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
798,232	1,011,451	1,386,854	4,442,097	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,162,168	1,461,188	1,980,711	5,386,725	משאבים מותננים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
813,808	1,029,191	1,411,177	4,660,812	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,183,165	1,485,627	2,015,714	5,664,473	משאבים מותננים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²³ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי, לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

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

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותנים על-פי דוח המשאבים, לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מפרויקט הצינור השלישי וכן מעדכון מודל הזרימה במאגר, שבגינם סווגו מחדש חלק מהמשאבים המותנים כעתודות, כך שכמות העתודות מסוג P1 עלתה בכ- 1,553 BCF, כמות העתודות מסוג P2 עלתה בכ- 2,173 BCF, וכמות העתודות מסוג P3 עלתה בכ- 2,066 BCF, כל זאת על חשבון כמויות המשאבים המותנים בקטגוריות C1, C2 ו-C3 בהתאמה, ותוך התחשבות בכך שהופקו כ- 405 BCF גז טבעי במהלך שנת 2022.

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2022 בפרויקט לווייתן: ^{25,24}

רבעון 2 ⁶⁴	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
15,009	16,049	14,816	14,400	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב-MMCF)
6.37	6.6	6.52	5.69	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.72	0.74	0.73	0.64	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
0.35	0.36	0.35	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.
0.76	0.55	0.79	0.74	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF). ^{27, 28}
4.54	4.94	4.65	4.01	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל-MCF)
0.77	0.79	0.73	0.71	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%)

4. חוות דעת של המעריך

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

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

²⁵ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2022 עלה על סך ההכנסות שהתקבלו בגיניו, 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 2022 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁷ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס 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 הקבלה של EMG באשקלון וכן אל נקודת המסירה בעקבה בירדן, לצורך אספקת הגז למצרים בסך של כ- 25.1 מיליון דולר ברבעון הראשון של שנת 2022, בסך של כ- 31.8 מיליון דולר ברבעון השני של שנת 2022, בסך של כ- 19.7 מיליון דולר ברבעון השלישי של שנת 2022, ובסך של כ- 31.4 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2022 (100%).

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 19 במרץ, 2023;
- (2) ציון שם התאגיד: 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

השותפים במאגר לויתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:

15.00%	השותפות
39.66%	שברון
45.34%	ניו מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

רציו אנרגיות ניהול 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 31.12.2022
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, 2022

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 19, 2023

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, 2022, 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, 2022, 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 16, 2023, exchange rate was 3.67 New Israeli Shekels per United States dollar.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for 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, 2022, to be:

March 19, 2023
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	13,813.0	2,071.9	30.4	4.6
Probable	1,756.2	263.4	3.9	0.6
Proved + Probable (2P)	15,569.2	2,335.4	34.3	5.1
Possible	704.5	105.7	1.5	0.2
Proved + Probable + Possible (3P)	16,273.7	2,441.1	35.8	5.4

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, 2022, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	4,412.9	2,313.7	1,514.3	1,123.3	895.6
Probable	540.0	216.2	130.2	97.6	80.7
Proved + Probable (2P)	4,952.9	2,529.9	1,644.5	1,220.9	976.3
Possible	232.9	76.6	37.1	24.4	19.4
Proved + Probable + Possible (3P)	5,185.8	2,606.4	1,681.6	1,245.4	995.7

Totals may not add because of rounding.

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. Condensate volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2022, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves shown in this report is 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, 2022, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage	2,101.2	2,707.9	2,828.4	4.6	6.0	6.2
Future Development	0.0	3,588.9	7,692.5	0.0	7.9	16.9
Total	2,101.2	6,296.8	10,520.9	4.6	13.9	23.1

We estimate the Ratio working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2022, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage	315.2	406.2	424.3	0.7	0.9	0.9
Future Development	0.0	538.3	1,153.9	0.0	1.2	2.5
Total	315.2	944.5	1,578.1	0.7	2.1	3.5

Totals may not add because of rounding.

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, 2022, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes (MM\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	453.3	206.4	102.0	57.6	36.7
Best Estimate (2C)	670.9	196.0	66.8	25.8	11.0
High Estimate (3C)	709.9	182.7	56.1	19.8	7.7

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 prices specified by Ratio. Gas prices are based on Ratio's estimates of expected approved and future sales contracts. These contract prices are derived from various formulae that include indexation mainly to the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on Brent Crude prices.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Ratio. Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project; Chevron Mediterranean Limited is the operator of the properties. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by 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, new development wells and flowlines, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are 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, 2022, by Mr. Ligad Rotlevy, Chairman of Ratio, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Ratio, Chevron Mediterranean Limited, other interest owners, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of 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.

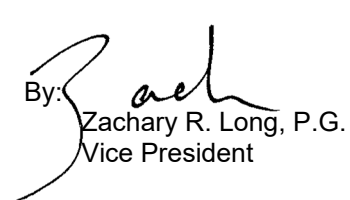
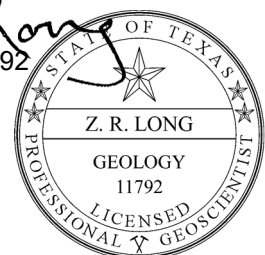
This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver and Mr. Long are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been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

Sincerely,

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

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

By: 
John R. Cliver P.E. 107216
Vice President
Date Signed: March 19, 2023
JRC:MDK


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: March 19, 2023


PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 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.

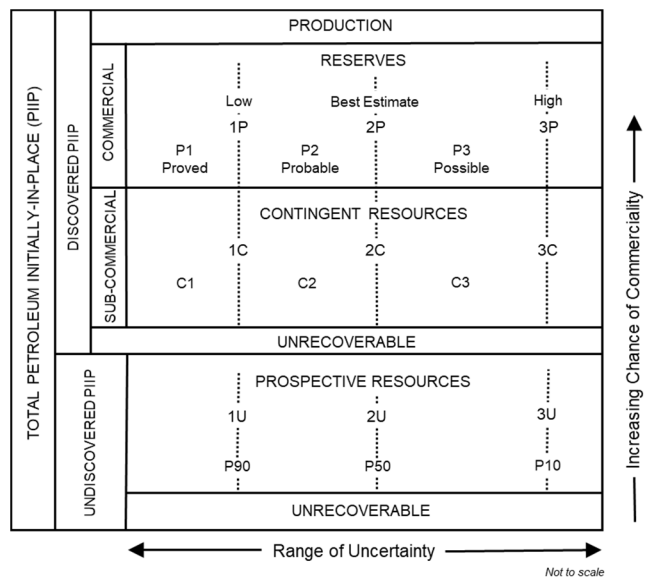


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

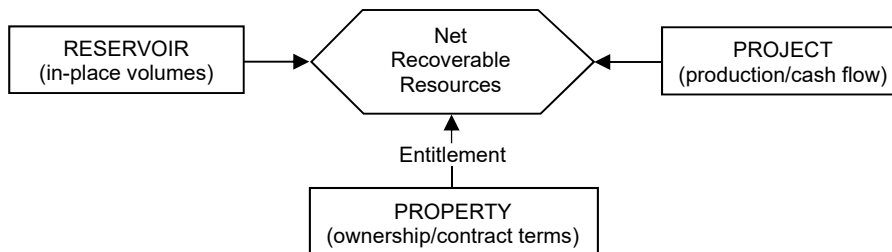


Figure 1.2—Resources evaluation

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, 2022

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)				
12-31-2023	347.8	39.2	18.8	0.0	58.0	70.0	0.0	51.4	168.5
12-31-2024	369.0	41.5	19.9	0.0	61.5	52.8	0.0	43.3	211.3
12-31-2025	377.9	42.6	20.4	0.0	63.0	9.1	0.0	42.9	262.9
12-31-2026	395.9	44.6	28.4	0.0	73.0	0.0	0.0	40.1	282.8
12-31-2027	394.6	44.4	28.4	0.0	72.9	0.0	0.0	44.9	276.9
12-31-2028	401.9	45.3	29.0	0.0	74.2	0.0	0.0	45.1	282.6
12-31-2029	406.3	45.7	29.3	0.0	75.0	0.0	0.0	52.0	279.2
12-31-2030	412.5	46.4	29.7	0.0	76.2	0.0	0.0	45.4	290.9
12-31-2031	428.3	48.2	30.9	0.0	79.1	0.0	0.0	43.4	305.8
12-31-2032	436.4	49.1	31.4	0.0	80.6	0.0	0.0	43.7	312.2
12-31-2033	436.4	49.1	31.4	0.0	80.6	0.0	0.0	43.6	312.1
12-31-2034	436.5	49.2	31.5	0.0	80.6	0.0	0.0	50.5	305.5
12-31-2035	414.8	46.7	29.9	0.0	76.6	0.0	0.0	36.4	301.8
12-31-2036	414.8	46.7	29.9	0.0	76.6	0.0	0.0	36.4	301.8
12-31-2037	414.8	46.7	29.9	0.0	76.6	0.0	0.0	36.4	301.8
Subtotal	6,087.8	685.5	418.9	0.0	1,104.4	131.8	0.0	655.5	4,196.0
Remaining	7,587.1	854.3	546.8	0.0	1,401.1	0.0	31.5	977.0	5,177.6
Total	13,674.9	1,539.8	965.6	0.0	2,505.4	131.8	31.5	1,632.5	9,373.6

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)
12-31-2023	0.0	0.0	168.5	23.0	39.0	129.5	126.4	123.5	120.8	118.3
12-31-2024	0.0	0.0	211.3	23.0	43.1	168.2	156.3	145.8	136.4	128.0
12-31-2025	0.0	0.0	262.9	23.0	44.3	218.6	193.5	172.3	154.2	138.6
12-31-2026	0.0	0.0	282.8	23.0	46.4	236.4	199.3	169.4	145.0	124.9
12-31-2027	15.4	42.5	234.4	23.0	35.3	199.1	159.9	129.7	106.2	87.7
12-31-2028	30.1	85.0	197.6	23.0	27.0	170.6	130.4	101.0	79.1	62.6
12-31-2029	37.1	103.7	175.5	23.0	21.9	153.6	111.8	82.7	61.9	47.0
12-31-2030	43.2	125.7	165.2	23.0	32.5	132.7	92.0	64.9	46.5	33.8
12-31-2031	46.8	143.0	162.8	23.0	32.6	130.2	86.0	57.9	39.7	27.6
12-31-2032	46.8	146.1	166.1	23.0	33.5	132.6	83.4	53.6	35.1	23.5
12-31-2033	46.8	146.1	166.1	23.0	34.6	131.5	78.8	48.3	30.3	19.4
12-31-2034	46.8	143.0	162.5	23.0	35.5	127.0	72.5	42.4	25.5	15.6
12-31-2035	46.8	141.2	160.5	23.0	36.5	124.1	67.4	37.7	21.6	12.7
12-31-2036	46.8	141.2	160.5	23.0	36.9	123.6	64.0	34.1	18.7	10.5
12-31-2037	46.8	141.2	160.5	23.0	36.9	123.6	60.9	31.0	16.3	8.8
Subtotal		1,358.7	2,837.3		536.0	2,301.3	1,682.7	1,294.3	1,037.2	858.8
Remaining		2,431.7	2,745.9		634.2	2,111.6	631.0	219.9	86.1	36.8
Total		3,790.4	5,583.2		1,170.3	4,412.9	2,313.7	1,514.3	1,123.3	895.6

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

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)				
12-31-2023	32.5	3.7	1.8	0.0	5.4	0.0	0.0	2.0	25.1
12-31-2024	33.8	3.8	1.8	0.0	5.6	0.0	0.0	1.9	26.2
12-31-2025	41.6	4.7	4.7	0.0	9.4	0.0	0.0	2.0	30.2
12-31-2026	52.2	5.9	3.9	0.0	9.7	0.0	0.0	2.0	40.5
12-31-2027	52.1	5.9	3.8	0.0	9.6	0.0	0.0	2.0	40.5
12-31-2028	53.2	6.0	3.8	0.0	9.8	0.0	0.0	2.0	41.4
12-31-2029	53.9	6.1	3.9	0.0	10.0	0.0	0.0	2.0	41.9
12-31-2030	54.0	6.1	3.9	0.0	10.0	0.0	0.0	2.0	42.0
12-31-2031	49.7	5.6	3.6	0.0	9.2	0.0	0.0	1.7	38.8
12-31-2032	42.6	4.8	3.1	0.0	7.9	0.0	0.0	1.7	33.1
12-31-2033	34.6	3.9	2.5	0.0	6.4	0.0	0.0	1.6	26.6
12-31-2034	26.9	3.0	1.9	0.0	5.0	0.0	0.0	1.6	20.4
12-31-2035	18.2	2.1	1.3	0.0	3.4	0.0	0.0	0.7	14.1
12-31-2036	10.8	1.2	0.8	0.0	2.0	0.0	0.0	0.7	8.2
12-31-2037	3.5	0.4	0.3	0.0	0.6	0.0	0.0	0.6	2.2
Subtotal	559.7	63.0	41.0	0.0	104.0	0.0	0.0	24.5	431.2
Remaining	1,122.2	126.4	80.9	0.0	207.2	0.0	0.0	21.7	893.3
Total	1,681.9	189.4	121.8	0.0	311.2	0.0	0.0	46.2	1,324.5

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)
12-31-2023	0.0	0.0	25.1	23.0	5.8	19.3	18.9	18.4	18.0	17.7
12-31-2024	0.0	0.0	26.2	23.0	6.0	20.2	18.8	17.5	16.4	15.4
12-31-2025	0.0	0.0	30.2	23.0	6.9	23.3	20.6	18.3	16.4	14.7
12-31-2026	1.7	5.6	34.9	23.0	8.0	26.9	22.7	19.2	16.5	14.2
12-31-2027	26.4	41.4	-0.9	23.0	-0.2	-0.7	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3
12-31-2028	35.6	30.2	11.1	23.0	2.6	8.6	6.6	5.1	4.0	3.1
12-31-2029	42.8	33.8	8.2	23.0	1.9	6.3	4.6	3.4	2.5	1.9
12-31-2030	46.8	30.0	12.0	23.0	2.8	9.3	6.4	4.5	3.2	2.4
12-31-2031	46.8	18.3	20.5	23.0	4.7	15.8	10.4	7.0	4.8	3.4
12-31-2032	46.8	15.5	17.6	23.0	4.1	13.6	8.5	5.5	3.6	2.4
12-31-2033	46.8	12.4	14.1	23.0	3.3	10.9	6.5	4.0	2.5	1.6
12-31-2034	46.8	9.5	10.8	23.0	2.5	8.3	4.8	2.8	1.7	1.0
12-31-2035	46.8	6.6	7.5	23.0	1.7	5.8	3.1	1.8	1.0	0.6
12-31-2036	46.8	3.8	4.3	23.0	1.0	3.3	1.7	0.9	0.5	0.3
12-31-2037	46.8	1.0	1.2	23.0	0.3	0.9	0.4	0.2	0.1	0.1
Subtotal		208.2	223.0		51.3	171.7	133.5	108.3	90.9	78.4
Remaining		415.0	478.3		110.0	368.3	82.7	21.9	6.7	2.3
Total		623.2	701.3		161.3	540.0	216.2	130.2	97.6	80.7

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

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)				
12-31-2023	380.3	42.8	20.6	0.0	63.4	70.0	0.0	53.3	193.7
12-31-2024	402.8	45.4	21.8	0.0	67.1	52.8	0.0	45.3	237.6
12-31-2025	419.5	47.2	25.1	0.0	72.4	9.1	0.0	44.9	293.2
12-31-2026	448.1	50.5	32.3	0.0	82.7	0.0	0.0	42.1	323.3
12-31-2027	446.7	50.3	32.2	0.0	82.5	0.0	0.0	46.9	317.3
12-31-2028	455.1	51.2	32.8	0.0	84.0	0.0	0.0	47.1	324.0
12-31-2029	460.2	51.8	33.2	0.0	85.0	0.0	0.0	54.1	321.1
12-31-2030	466.5	52.5	33.6	0.0	86.1	0.0	0.0	47.4	332.9
12-31-2031	478.0	53.8	34.4	0.0	88.3	0.0	0.0	45.1	344.6
12-31-2032	479.1	53.9	34.5	0.0	88.5	0.0	0.0	45.3	345.3
12-31-2033	471.0	53.0	33.9	0.0	87.0	0.0	0.0	45.3	338.7
12-31-2034	463.5	52.2	33.4	0.0	85.6	0.0	0.0	52.1	325.8
12-31-2035	433.0	48.8	31.2	0.0	80.0	0.0	0.0	37.1	315.9
12-31-2036	425.6	47.9	30.7	0.0	78.6	0.0	0.0	37.1	309.9
12-31-2037	418.3	47.1	30.1	0.0	77.2	0.0	0.0	37.1	304.0
Subtotal	6,647.5	748.5	459.9	0.0	1,208.4	131.8	0.0	680.1	4,627.2
Remaining	8,709.2	980.7	627.6	0.0	1,608.3	0.0	31.5	998.7	6,070.8
Total	15,356.8	1,729.2	1,087.5	0.0	2,816.7	131.8	31.5	1,678.7	10,698.1

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)
12-31-2023	0.0	0.0	193.7	23.0	44.8	148.9	145.3	142.0	138.8	135.9
12-31-2024	0.0	0.0	237.6	23.0	49.2	188.4	175.1	163.3	152.8	143.3
12-31-2025	0.0	0.0	293.2	23.0	51.3	241.9	214.1	190.6	170.6	153.3
12-31-2026	1.7	5.6	317.7	23.0	54.4	263.3	222.0	188.6	161.4	139.1
12-31-2027	26.4	83.9	233.4	23.0	35.0	198.4	159.3	129.2	105.8	87.3
12-31-2028	35.6	115.3	208.7	23.0	29.6	179.2	137.0	106.1	83.1	65.7
12-31-2029	42.8	137.5	183.7	23.0	23.8	159.9	116.4	86.1	64.5	48.9
12-31-2030	46.8	155.7	177.2	23.0	35.3	142.0	98.5	69.5	49.8	36.2
12-31-2031	46.8	161.3	183.3	23.0	37.4	146.0	96.4	64.9	44.5	31.0
12-31-2032	46.8	161.6	183.7	23.0	37.5	146.1	91.9	59.1	38.7	25.9
12-31-2033	46.8	158.5	180.2	23.0	37.8	142.4	85.3	52.3	32.8	21.0
12-31-2034	46.8	152.5	173.3	23.0	38.0	135.3	77.2	45.2	27.1	16.6
12-31-2035	46.8	147.8	168.1	23.0	38.2	129.9	70.6	39.4	22.6	13.3
12-31-2036	46.8	145.0	164.9	23.0	37.9	127.0	65.7	35.1	19.2	10.8
12-31-2037	46.8	142.2	161.7	23.0	37.2	124.5	61.4	31.3	16.4	8.9
Subtotal		1,566.9	3,060.3		587.3	2,473.0	1,816.2	1,402.6	1,128.1	937.2
Remaining		2,846.7	3,224.2		744.3	2,479.9	713.7	241.9	92.8	39.1
Total		4,413.6	6,284.5		1,331.6	4,952.9	2,529.9	1,644.5	1,220.9	976.3

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

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)				
12-31-2023	20.7	2.3	1.1	0.0	3.4	0.0	0.0	1.7	15.5
12-31-2024	8.4	0.9	0.5	0.0	1.4	0.0	0.0	1.5	5.5
12-31-2025	12.1	1.4	1.5	0.0	2.9	0.0	0.0	1.5	7.7
12-31-2026	7.1	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	1.5	4.3
12-31-2027	7.0	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	1.5	4.2
12-31-2028	6.7	0.8	0.5	0.0	1.2	0.0	0.0	1.5	4.0
12-31-2029	6.6	0.7	0.5	0.0	1.2	0.0	0.0	1.5	3.9
12-31-2030	7.3	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	1.5	4.4
12-31-2031	6.4	0.7	0.5	0.0	1.2	0.0	0.0	0.4	4.8
12-31-2032	7.4	0.8	0.5	0.0	1.4	0.0	0.0	0.4	5.6
12-31-2033	8.7	1.0	0.6	0.0	1.6	0.0	0.0	0.4	6.7
12-31-2034	9.7	1.1	0.7	0.0	1.8	0.0	0.0	0.4	7.5
12-31-2035	10.2	1.1	0.7	0.0	1.9	0.0	0.0	0.6	7.7
12-31-2036	11.2	1.3	0.8	0.0	2.1	0.0	0.0	0.6	8.5
12-31-2037	12.2	1.4	0.9	0.0	2.2	0.0	0.0	0.6	9.4
Subtotal	141.5	15.9	10.3	0.0	26.3	0.0	0.0	15.5	99.7
Remaining	601.9	67.8	43.4	0.0	111.1	0.0	0.0	16.2	474.5
Total	743.4	83.7	53.7	0.0	137.4	0.0	0.0	31.8	574.2

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)
12-31-2023	0.0	0.0	15.5	23.0	3.6	12.0	11.7	11.4	11.2	10.9
12-31-2024	0.0	0.0	5.5	23.0	1.3	4.2	3.9	3.6	3.4	3.2
12-31-2025	0.0	0.0	7.7	23.0	1.8	5.9	5.2	4.7	4.2	3.7
12-31-2026	5.2	11.6	-7.3	23.0	-1.7	-5.6	-4.7	-4.0	-3.4	-3.0
12-31-2027	27.5	4.5	-0.3	23.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
12-31-2028	36.5	4.5	-0.5	23.0	-0.1	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1
12-31-2029	43.7	4.6	-0.7	23.0	-0.2	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2
12-31-2030	46.8	2.2	2.2	23.0	0.5	1.7	1.2	0.8	0.6	0.4
12-31-2031	46.8	2.2	2.5	23.0	0.6	2.0	1.3	0.9	0.6	0.4
12-31-2032	46.8	2.6	3.0	23.0	0.7	2.3	1.4	0.9	0.6	0.4
12-31-2033	46.8	3.1	3.5	23.0	0.8	2.7	1.6	1.0	0.6	0.4
12-31-2034	46.8	3.5	4.0	23.0	0.9	3.1	1.7	1.0	0.6	0.4
12-31-2035	46.8	3.6	4.1	23.0	0.9	3.2	1.7	1.0	0.6	0.3
12-31-2036	46.8	4.0	4.5	23.0	1.0	3.5	1.8	1.0	0.5	0.3
12-31-2037	46.8	4.4	5.0	23.0	1.1	3.8	1.9	1.0	0.5	0.3
Subtotal		50.9	48.8		11.2	37.6	27.9	22.6	19.4	17.4
Remaining		220.8	253.7		58.3	195.3	48.6	14.5	5.0	2.0
Total		271.7	302.5		69.6	232.9	76.6	37.1	24.4	19.4

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

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)				
12-31-2023	401.0	45.2	21.7	0.0	66.8	70.0	0.0	55.0	209.2
12-31-2024	411.1	46.3	22.2	0.0	68.5	52.8	0.0	46.8	243.0
12-31-2025	431.6	48.6	26.7	0.0	75.3	9.1	0.0	46.4	300.8
12-31-2026	455.2	51.3	32.8	0.0	84.1	0.0	0.0	43.6	327.6
12-31-2027	453.7	51.1	32.7	0.0	83.8	0.0	0.0	48.3	321.6
12-31-2028	461.8	52.0	33.3	0.0	85.3	0.0	0.0	48.6	328.0
12-31-2029	466.8	52.6	33.6	0.0	86.2	0.0	0.0	55.5	325.0
12-31-2030	473.7	53.3	34.1	0.0	87.5	0.0	0.0	48.9	337.3
12-31-2031	484.4	54.5	34.9	0.0	89.4	0.0	0.0	45.5	349.4
12-31-2032	486.4	54.8	35.1	0.0	89.8	0.0	0.0	45.8	350.8
12-31-2033	479.7	54.0	34.6	0.0	88.6	0.0	0.0	45.7	345.4
12-31-2034	473.2	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	52.5	333.3
12-31-2035	443.2	49.9	31.9	0.0	81.8	0.0	0.0	37.7	323.6
12-31-2036	436.8	49.2	31.5	0.0	80.7	0.0	0.0	37.7	318.5
12-31-2037	430.4	48.5	31.0	0.0	79.5	0.0	0.0	37.6	313.3
Subtotal	6,789.0	764.4	470.2	0.0	1,234.6	131.8	0.0	695.6	4,726.9
Remaining	9,311.1	1,048.4	671.0	0.0	1,719.4	0.0	31.5	1,014.9	6,545.3
Total	16,100.1	1,812.9	1,141.2	0.0	2,954.1	131.8	31.5	1,710.5	11,272.3

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)
12-31-2023	0.0	0.0	209.2	23.0	48.3	160.9	157.0	153.4	150.0	146.8
12-31-2024	0.0	0.0	243.0	23.0	50.4	192.6	179.0	167.0	156.2	146.5
12-31-2025	0.0	0.0	300.8	23.0	53.0	247.8	219.3	195.3	174.7	157.1
12-31-2026	5.2	17.2	310.4	23.0	52.7	257.7	217.3	184.6	158.0	136.1
12-31-2027	27.5	88.4	233.1	23.0	35.0	198.2	159.1	129.0	105.6	87.2
12-31-2028	36.5	119.8	208.2	23.0	29.5	178.8	136.7	105.8	82.9	65.6
12-31-2029	43.7	142.1	183.0	23.0	23.6	159.3	116.0	85.7	64.2	48.7
12-31-2030	46.8	157.9	179.5	23.0	35.8	143.7	99.7	70.3	50.4	36.6
12-31-2031	46.8	163.5	185.9	23.0	37.9	147.9	97.7	65.8	45.1	31.4
12-31-2032	46.8	164.2	186.6	23.0	38.2	148.4	93.4	60.0	39.3	26.3
12-31-2033	46.8	161.6	183.8	23.0	38.7	145.1	86.9	53.3	33.4	21.4
12-31-2034	46.8	156.0	177.3	23.0	38.9	138.4	79.0	46.2	27.7	17.0
12-31-2035	46.8	151.5	172.2	23.0	39.2	133.0	72.3	40.4	23.2	13.6
12-31-2036	46.8	149.0	169.4	23.0	39.0	130.5	67.5	36.0	19.8	11.1
12-31-2037	46.8	146.6	166.7	23.0	38.4	128.3	63.3	32.2	16.9	9.1
Subtotal		1,617.8	3,109.1		598.6	2,510.6	1,844.1	1,425.2	1,147.5	954.7
Remaining		3,067.5	3,477.8		802.6	2,675.2	762.3	256.4	97.8	41.1
Total		4,685.3	6,587.0		1,401.2	5,185.8	2,606.4	1,681.6	1,245.4	995.7

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

Year	Ratio Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2022 ⁽²⁾	60.3	6.30	1.06	0.71	4.54	3.0
2021	56.8	5.17	0.86	0.66	3.65	2.9
2020	38.4	5.08	0.85	0.71	3.53	1.9

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

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

⁽²⁾ The 2022 data are representative of unaudited financial data.

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

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	7.8	0.9	0.5	0.0	1.4	0.0	0.0	6.3	
12-31-2026	30.1	3.4	2.3	0.0	5.7	0.0	0.1	24.3	
12-31-2027	37.4	4.2	2.7	0.0	6.9	29.3	0.0	1.0	
12-31-2028	38.7	4.4	2.8	0.0	7.1	0.0	0.2	31.3	
12-31-2029	39.3	4.4	2.8	0.0	7.3	0.0	0.2	31.9	
12-31-2030	40.3	4.5	2.9	0.0	7.4	0.0	0.2	32.6	
12-31-2031	46.3	5.2	3.3	0.0	8.5	0.0	0.2	37.5	
12-31-2032	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	0.0	0.2	38.8	
12-31-2033	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	0.0	0.2	38.8	
12-31-2034	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	66.4	0.2	-27.6	
12-31-2035	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	0.0	0.2	38.8	
12-31-2036	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	0.0	0.2	38.8	
12-31-2037	47.9	5.4	3.4	0.0	8.8	0.0	0.2	38.8	
Subtotal	527.0	59.3	38.0	0.0	97.4	95.7	2.4	331.5	
Remaining	1,408.1	158.6	101.5	0.0	260.0	298.8	3.0	820.1	
Total	1,935.1	217.9	139.5	0.0	357.4	394.6	5.5	1,151.6	

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)
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	6.3	23.0	1.5	4.9	4.3	3.8	3.4	3.1
12-31-2026	0.0	0.0	24.3	23.0	5.6	18.7	15.8	13.4	11.5	9.9
12-31-2027	17.8	7.0	-6.0	23.0	5.0	-11.0	-8.9	-7.2	-5.9	-4.9
12-31-2028	31.7	14.4	16.9	23.0	3.2	13.7	10.5	8.1	6.3	5.0
12-31-2029	39.4	18.8	13.0	23.0	2.3	10.7	7.8	5.8	4.3	3.3
12-31-2030	45.5	21.6	11.0	23.0	1.9	9.2	6.4	4.5	3.2	2.3
12-31-2031	46.8	17.7	19.8	23.0	3.9	16.0	10.5	7.1	4.9	3.4
12-31-2032	46.8	18.2	20.6	23.0	4.1	16.6	10.4	6.7	4.4	2.9
12-31-2033	46.8	18.2	20.6	23.0	4.1	16.6	9.9	6.1	3.8	2.4
12-31-2034	46.8	-12.9	-14.7	23.0	10.5	-25.1	-14.3	-8.4	-5.0	-3.1
12-31-2035	46.8	18.2	20.6	23.0	2.5	18.1	9.8	5.5	3.2	1.9
12-31-2036	46.8	18.2	20.6	23.0	2.5	18.1	9.4	5.0	2.7	1.5
12-31-2037	46.8	18.2	20.6	23.0	2.9	17.8	8.8	4.5	2.3	1.3
Subtotal		157.5	174.0		49.9	124.0	80.4	54.9	39.2	29.1
Remaining		401.3	418.8		89.5	329.3	126.1	47.1	18.4	7.6
Total		558.8	592.8		139.4	453.3	206.4	102.0	57.6	36.7

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2025	4.8	0.5	0.4	0.0	0.9	0.0	0.0	3.9	
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	29.3	0.0	-29.3	
12-31-2030	0.8	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.7	
12-31-2031	8.1	0.9	0.6	0.0	1.5	0.0	0.0	6.6	
12-31-2032	16.4	1.8	1.2	0.0	3.0	0.0	0.1	13.3	
12-31-2033	24.4	2.8	1.8	0.0	4.5	0.0	0.1	19.8	
12-31-2034	32.1	3.6	2.3	0.0	5.9	0.0	0.1	26.1	
12-31-2035	39.8	4.5	2.9	0.0	7.4	0.0	0.2	32.3	
12-31-2036	47.2	5.3	3.4	0.0	8.7	37.1	0.2	1.2	
12-31-2037	54.6	6.1	3.9	0.0	10.1	0.0	0.2	44.2	
Subtotal	228.3	25.7	16.5	0.0	42.2	66.4	1.0	118.7	
Remaining	2,336.5	263.1	168.4	0.0	431.5	328.2	11.2	1,539.6	
Total	2,564.8	288.8	184.9	0.0	473.7	394.6	12.2	1,658.3	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	3.9	23.0	0.9	3.0	2.6	2.4	2.1	1.9
12-31-2026	1.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	26.6	0.4	-0.4	23.0	-0.1	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1
12-31-2028	35.7	0.4	-0.4	23.0	-0.1	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1
12-31-2029	42.4	-13.6	-15.7	23.0	2.8	-18.5	-13.5	-10.0	-7.5	-5.7
12-31-2030	46.6	-0.1	0.8	23.0	-0.5	1.3	0.9	0.6	0.4	0.3
12-31-2031	46.8	3.1	3.5	23.0	0.1	3.4	2.2	1.5	1.0	0.7
12-31-2032	46.8	6.2	7.1	23.0	1.0	6.1	3.9	2.5	1.6	1.1
12-31-2033	46.8	9.3	10.5	23.0	1.7	8.8	5.3	3.2	2.0	1.3
12-31-2034	46.8	12.2	13.9	23.0	2.5	11.3	6.5	3.8	2.3	1.4
12-31-2035	46.8	15.1	17.2	23.0	3.3	13.9	7.6	4.2	2.4	1.4
12-31-2036	46.8	0.6	0.6	23.0	7.6	-6.9	-3.6	-1.9	-1.1	-0.6
12-31-2037	46.8	20.7	23.5	23.0	3.9	19.6	9.7	4.9	2.6	1.4
Subtotal		54.3	64.4		23.1	41.3	21.0	10.8	5.7	3.0
Remaining		732.7	807.0		177.3	629.6	175.0	56.0	20.2	8.0
Total		787.0	871.3		200.4	670.9	196.0	66.8	25.8	11.0

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				Discounted at 0%	Discounted at 20%
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	3.6	0.4	0.3	0.0	0.7	29.3	0.0	0.0	0.0	-26.4
12-31-2032	10.4	1.2	0.7	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4
12-31-2033	17.1	1.9	1.2	0.0	3.2	0.0	0.0	0.1	0.1	13.8
12-31-2034	23.8	2.7	1.7	0.0	4.4	0.0	0.0	0.1	0.1	19.3
12-31-2035	30.1	3.4	2.2	0.0	5.6	0.0	0.0	0.1	0.1	24.4
12-31-2036	36.5	4.1	2.6	0.0	6.7	0.0	0.0	0.2	0.2	29.6
12-31-2037	42.8	4.8	3.1	0.0	7.9	37.1	0.0	0.2	0.2	-2.3
Subtotal	164.2	18.5	11.8	0.0	30.3	66.4	0.0	0.7	0.7	66.7
Remaining	2,516.3	283.3	181.3	0.0	464.7	328.2	26.1	12.4	12.4	1,685.0
Total	2,680.5	301.8	193.2	0.0	495.0	394.6	26.1	13.1	13.1	1,751.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)	
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	5.2	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	27.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	36.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	43.7	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	-12.4	-14.1	23.0	3.2	-17.2	-11.4	-7.7	-5.3	-3.7	-0.6
12-31-2032	46.8	3.9	4.5	23.0	0.4	4.1	2.6	1.7	1.1	0.7	0.7
12-31-2033	46.8	6.5	7.4	23.0	1.0	6.3	3.8	2.3	1.5	0.9	0.9
12-31-2034	46.8	9.0	10.3	23.0	1.7	8.6	4.9	2.9	1.7	1.1	1.1
12-31-2035	46.8	11.4	13.0	23.0	2.3	10.7	5.8	3.2	1.9	1.1	1.1
12-31-2036	46.8	13.8	15.7	23.0	2.9	12.8	6.6	3.5	1.9	1.1	1.1
12-31-2037	46.8	-1.1	-1.2	23.0	7.1	-8.4	-4.1	-2.1	-1.1	-0.6	-0.6
Subtotal		31.2	35.5		18.6	16.9	8.2	3.9	1.7	0.6	0.6
Remaining		798.5	886.5		193.4	693.0	174.5	52.2	18.1	7.1	7.1
Total		829.7	922.0		212.1	709.9	182.7	56.1	19.8	7.7	7.7

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

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, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2023	347.8	39.2	18.8	0.0	58.0	70.0	0.0	51.4	168.5
12-31-2024	369.0	41.5	19.9	0.0	61.5	52.8	0.0	43.3	211.3
12-31-2025	385.7	43.4	20.9	0.0	64.4	9.1	0.0	42.9	269.3
12-31-2026	426.0	48.0	30.7	0.0	78.7	0.0	0.0	40.2	307.1
12-31-2027	432.0	48.6	31.1	0.0	79.8	29.3	0.0	45.0	277.9
12-31-2028	440.6	49.6	31.7	0.0	81.4	0.0	0.0	45.3	313.9
12-31-2029	445.6	50.2	32.1	0.0	82.3	0.0	0.0	52.2	311.1
12-31-2030	452.7	51.0	32.6	0.0	83.6	0.0	0.0	45.6	323.5
12-31-2031	474.6	53.4	34.2	0.0	87.6	0.0	0.0	43.6	343.3
12-31-2032	484.3	54.5	34.9	0.0	89.4	0.0	0.0	43.9	351.0
12-31-2033	484.2	54.5	34.9	0.0	89.4	0.0	0.0	43.9	351.0
12-31-2034	484.4	54.5	34.9	0.0	89.5	66.4	0.0	50.7	277.9
12-31-2035	462.7	52.1	33.3	0.0	85.4	0.0	0.0	36.6	340.6
12-31-2036	462.7	52.1	33.3	0.0	85.4	0.0	0.0	36.6	340.6
12-31-2037	462.7	52.1	33.3	0.0	85.4	0.0	0.0	36.7	340.6
Subtotal	6,614.8	744.8	456.9	0.0	1,201.8	227.6	0.0	658.0	4,527.5
Remaining	8,995.2	1,012.9	648.2	0.0	1,661.1	298.8	57.6	980.0	5,997.7
Total	15,610.0	1,757.7	1,105.2	0.0	2,862.8	526.4	57.6	1,638.0	10,525.2

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	0.0	0.0	168.5	23.0	39.0	129.5	126.4	123.5	120.8	118.3
12-31-2024	0.0	0.0	211.3	23.0	43.1	168.2	156.3	145.8	136.4	128.0
12-31-2025	0.0	0.0	269.3	23.0	45.8	223.5	197.8	176.1	157.6	141.7
12-31-2026	0.0	0.0	307.1	23.0	51.9	255.2	215.1	182.8	156.4	134.8
12-31-2027	17.8	49.6	228.3	23.0	40.3	188.1	151.0	122.5	100.3	82.8
12-31-2028	31.7	99.5	214.5	23.0	30.2	184.3	140.9	109.1	85.4	67.6
12-31-2029	39.4	122.5	188.6	23.0	24.2	164.3	119.6	88.4	66.2	50.2
12-31-2030	45.5	147.3	176.2	23.0	34.4	141.9	98.4	69.4	49.7	36.1
12-31-2031	46.8	160.7	182.6	23.0	36.5	146.1	96.5	65.0	44.5	31.0
12-31-2032	46.8	164.3	186.7	23.0	37.6	149.2	93.8	60.3	39.5	26.4
12-31-2033	46.8	164.2	186.7	23.0	38.7	148.0	88.7	54.4	34.1	21.8
12-31-2034	46.8	130.0	147.8	23.0	46.0	101.9	58.1	34.0	20.4	12.5
12-31-2035	46.8	159.4	181.2	23.0	39.0	142.2	77.3	43.2	24.8	14.6
12-31-2036	46.8	159.4	181.2	23.0	39.5	141.7	73.3	39.1	21.5	12.1
12-31-2037	46.8	159.4	181.2	23.0	39.8	141.4	69.7	35.5	18.6	10.1
Subtotal		1,516.2	3,011.3		586.0	2,425.3	1,763.1	1,349.2	1,076.4	887.9
Remaining		2,833.0	3,164.7		723.8	2,440.9	757.1	267.1	104.5	44.4
Total		4,349.2	6,176.0		1,309.7	4,866.2	2,520.1	1,616.3	1,180.9	932.3

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved (1P) reserves; the 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2023	380.3	42.8	20.6	0.0	63.4	70.0	0.0	53.3	193.7
12-31-2024	402.8	45.4	21.8	0.0	67.1	52.8	0.0	45.3	237.6
12-31-2025	424.3	47.8	25.5	0.0	73.3	9.1	0.0	44.9	297.0
12-31-2026	448.1	50.5	32.3	0.0	82.7	0.0	0.0	42.1	323.3
12-31-2027	446.7	50.3	32.2	0.0	82.5	0.0	0.0	46.9	317.3
12-31-2028	455.1	51.2	32.8	0.0	84.0	0.0	0.0	47.1	324.0
12-31-2029	460.2	51.8	33.2	0.0	85.0	29.3	0.0	54.1	291.8
12-31-2030	467.3	52.6	33.7	0.0	86.3	0.0	0.0	47.4	333.6
12-31-2031	486.1	54.7	35.0	0.0	89.8	0.0	0.0	45.2	351.1
12-31-2032	495.5	55.8	35.7	0.0	91.5	0.0	0.0	45.4	358.6
12-31-2033	495.4	55.8	35.7	0.0	91.5	0.0	0.0	45.4	358.6
12-31-2034	495.6	55.8	35.7	0.0	91.5	0.0	0.0	52.2	351.9
12-31-2035	472.8	53.2	34.1	0.0	87.3	0.0	0.0	37.3	348.2
12-31-2036	472.8	53.2	34.1	0.0	87.3	37.1	0.0	37.3	311.1
12-31-2037	472.8	53.2	34.1	0.0	87.3	0.0	0.0	37.3	348.2
Subtotal	6,875.8	774.2	476.3	0.0	1,250.6	198.3	0.0	681.1	4,745.9
Remaining	11,045.8	1,243.8	796.0	0.0	2,039.8	328.2	57.6	1,009.8	7,610.5
Total	17,921.6	2,018.0	1,272.3	0.0	3,290.3	526.4	57.6	1,690.9	12,356.4

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2023	0.0	0.0	193.7	23.0	44.8	148.9	145.3	142.0	138.8	135.9
12-31-2024	0.0	0.0	237.6	23.0	49.2	188.4	175.1	163.3	152.8	143.3
12-31-2025	0.0	0.0	297.0	23.0	52.2	244.9	216.8	193.0	172.7	155.2
12-31-2026	1.7	5.6	317.7	23.0	54.4	263.3	221.9	188.6	161.4	139.1
12-31-2027	26.6	84.3	233.0	23.0	34.9	198.1	159.0	129.0	105.6	87.2
12-31-2028	35.7	115.7	208.3	23.0	29.5	178.8	136.7	105.9	82.9	65.6
12-31-2029	42.4	123.9	168.0	23.0	26.6	141.4	103.0	76.1	57.0	43.2
12-31-2030	46.6	155.6	178.0	23.0	34.8	143.2	99.3	70.1	50.2	36.5
12-31-2031	46.8	164.3	186.8	23.0	37.5	149.3	98.6	66.4	45.5	31.7
12-31-2032	46.8	167.8	190.8	23.0	38.5	152.3	95.8	61.6	40.4	26.9
12-31-2033	46.8	167.8	190.8	23.0	39.6	151.2	90.6	55.6	34.8	22.3
12-31-2034	46.8	164.7	187.2	23.0	40.5	146.7	83.7	49.0	29.4	18.0
12-31-2035	46.8	163.0	185.2	23.0	41.5	143.8	78.1	43.7	25.1	14.7
12-31-2036	46.8	145.6	165.5	23.0	45.5	120.0	62.1	33.1	18.2	10.2
12-31-2037	46.8	163.0	185.2	23.0	41.1	144.1	71.0	36.2	19.0	10.2
Subtotal		1,621.2	3,124.7		610.4	2,514.3	1,837.1	1,413.4	1,133.8	940.2
Remaining		3,579.4	4,031.1		921.6	3,109.5	888.7	297.8	113.0	47.1
Total		5,200.6	7,155.8		1,532.0	5,623.8	2,725.9	1,711.3	1,246.8	987.4

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable (2P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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, 2022

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2023	401.0	45.2	21.7	0.0	66.8	70.0	0.0	55.0	209.2
12-31-2024	411.1	46.3	22.2	0.0	68.5	52.8	0.0	46.8	243.0
12-31-2025	431.6	48.6	26.7	0.0	75.3	9.1	0.0	46.4	300.8
12-31-2026	455.2	51.3	32.8	0.0	84.1	0.0	0.0	43.6	327.6
12-31-2027	453.7	51.1	32.7	0.0	83.8	0.0	0.0	48.3	321.6
12-31-2028	461.8	52.0	33.3	0.0	85.3	0.0	0.0	48.6	328.0
12-31-2029	466.8	52.6	33.6	0.0	86.2	0.0	0.0	55.5	325.0
12-31-2030	473.7	53.3	34.1	0.0	87.5	0.0	0.0	48.9	337.3
12-31-2031	487.9	54.9	35.2	0.0	90.1	29.3	0.0	45.6	322.9
12-31-2032	496.8	55.9	35.8	0.0	91.7	0.0	0.0	45.8	359.3
12-31-2033	496.7	55.9	35.8	0.0	91.7	0.0	0.0	45.8	359.2
12-31-2034	496.9	56.0	35.8	0.0	91.8	0.0	0.0	52.6	352.6
12-31-2035	473.3	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	37.8	348.1
12-31-2036	473.3	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	37.8	348.1
12-31-2037	473.3	53.3	34.1	0.0	87.4	0.0	0.0	37.8	311.0
Subtotal	6,953.2	782.9	482.0	0.0	1,265.0	198.3	0.0	696.3	4,793.7
Remaining	11,827.4	1,331.8	852.3	0.0	2,184.1	328.2	57.6	1,027.3	8,230.3
Total	18,780.7	2,114.7	1,334.4	0.0	3,449.1	526.4	57.6	1,723.6	13,024.0

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)
12-31-2023	0.0	0.0	209.2	23.0	48.3	160.9	157.0	153.4	150.0	146.8
12-31-2024	0.0	0.0	243.0	23.0	50.4	192.6	179.0	167.0	156.2	146.5
12-31-2025	0.0	0.0	300.8	23.0	53.0	247.8	219.3	195.3	174.7	157.1
12-31-2026	5.2	17.2	310.4	23.0	52.7	257.7	217.3	184.6	158.0	136.1
12-31-2027	27.5	88.4	233.1	23.0	35.0	198.2	159.1	129.0	105.6	87.2
12-31-2028	36.5	119.8	208.2	23.0	29.5	178.8	136.7	105.8	82.9	65.6
12-31-2029	43.7	142.1	183.0	23.0	23.6	159.3	116.0	85.7	64.2	48.7
12-31-2030	46.8	157.9	179.5	23.0	35.8	143.7	99.7	70.3	50.4	36.6
12-31-2031	46.8	151.1	171.8	23.0	41.1	130.7	86.3	58.1	39.8	27.7
12-31-2032	46.8	168.1	191.1	23.0	38.6	152.5	96.0	61.7	40.4	27.0
12-31-2033	46.8	168.1	191.1	23.0	39.7	151.4	90.7	55.7	34.9	22.3
12-31-2034	46.8	165.0	187.6	23.0	40.6	147.0	83.9	49.1	29.5	18.1
12-31-2035	46.8	162.9	185.2	23.0	41.5	143.7	78.1	43.7	25.0	14.7
12-31-2036	46.8	162.9	185.2	23.0	41.9	143.3	74.1	39.6	21.7	12.2
12-31-2037	46.8	145.5	165.4	23.0	45.5	119.9	59.1	30.1	15.8	8.5
Subtotal		1,649.0	3,144.6		617.2	2,527.4	1,852.3	1,429.1	1,149.3	955.3
Remaining		3,866.0	4,364.3		996.0	3,368.3	936.9	308.6	116.0	48.1
Total		5,515.0	7,508.9		1,613.2	5,895.7	2,789.1	1,737.7	1,265.2	1,003.4

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved plus probable plus possible (3P) reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2037, through the end of the lease term in 2064. Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and Ratio's estimate of the portion of the operator's headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by 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 19, 2023


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

Dear Mr. Rotlevy:

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

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

RBT:MDK