



רציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת ("השותפות")

20 בפברואר, 2022

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 לוויתן

בהמשך לאמור בדוח המייד של השותפות מיום 17.6.2021 בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לוויתן המצוי בשטח חזקות I/14 לוויתן דרום ו-I/15 לוויתן צפון ("מאגר לוויתן" או "המאגר" או "השדה" ו-"חזקות לוויתן", בהתאמה) ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לוויתן ליום 31.3.2021 (אסמכתא: 01-040054-2021) ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 31.12.2021, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לוויתן.¹

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לוויתן

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "מעריך העתודות"), חלק מהמשאבים במאגר לוויתן מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים. לפיכך, דוח NSAI כולל שני חלקים, כמפורט להלן:

- דוח עתודות בהפקה (on production). נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות אלו, ליום 31.12.2021, מוצגים בסעיף 1(א)(3) להלן.
- דוח משאבים מותנים, בו חולקו המשאבים לשתי קטגוריות, המתייחסות לשלבי פיתוח המאגר, כדלקמן:

(1) שלב 1א (Phase I – First Stage): משאבים המיוחסים לשלב 1א לפיתוח מאגר לוויתן, המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים (ראו סעיף 9.1.6(3)(4) לפרק א' בדוח התקופתי ליום 31.12.2020, כפי שפורסם ביום 24.3.2021 (אסמכתא: 01-044487-2020) ("הדוח התקופתי")), בהתקנת צינור שלישי מהמאגר לפלטפורמה בעוד כ-15 שנים, בהקמת תשתיות הפקה והולכה ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. נתוני תזרים מהוון ביחס למשאבים מותנים בשלב זה, ליום 31.12.2021, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

¹ למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בחלק ה' לפרק א' לדוח התקופתי (כהגדרתו להלן).

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

נתוני התזרים המהוון מעתודות וממשאבים מותנים בשלב 1א', ליום 31.12.2021, מוצגים בסעיף 1(ב/4) להלן.

במהלך שנת 2021 מכרו שותפי לווייתן כ-10.7 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ-1.95 מיליארד דולר ארה"ב (במונחי 100%, חלק השותפות כ-290 מיליון דולר ארה"ב).²

על פי נתוני התזרימים המהוונים ליום 31.12.2021, שווי חלקה של השותפות במאגר לווייתן ביחס לעתודות ומשאבים מותנים מסוג 2P+2C, עלה בכ-3%, לכ-1.50 ולכ-1.85 מיליארד דולר ארה"ב; וביחס לעתודות מסוג 2P – בכ-4% לכ-1.4 ולכ-1.7 מיליארד דולר, בשיעורי היוון של 10% ו-7.5%, בהתאמה וזאת ביחס לתזרים המהוון הקודם. יצוין, כי הגידול האמור הינו על אף מכירות של כ-8 BCM גז טבעי במהלך החודשים אפריל-דצמבר 2021.

(א) עתודות במאגר לווייתן

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021 ("דוח העתודות"), שלב הבשלות של הפרויקט אליו משתייכות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט הינו בהפקה (on production). עתודות אלו הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴ (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
3.2	1,466.7	27.0	12,259.8	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
0.3	135.5	2.5	1,136.1	עתודות צפויות (Probable Reserves)
3.5	1,602.2	29.5	13,395.9	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.2	96.8	1.8	811.9	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
3.7	1,699.0	31.3	14,207.8	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

² מובהר כי ההכנסות לשנת 2021 אינן מבוקרות.

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

⁴ בדוח העתודות לא צוין חלק השותפות נטו (Net) אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה לעיל הינו אחרי תשלום תמלוגים ובהנחה שהחזר ההשקעה יבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ-2,197 BCF ושל כ-4.83 מיליון חביות קונדנסט משלב 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 9.1.8 לפרק א' בדוח התקופתי.

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 של 10% (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 פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד חתימת דוח העתודות, לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות העתודות המוערכת בדוח העתודות או על מסחריותן; (ד) NSAI הניחה כי המאגר מפותח בהתאם לתכנית הפיתוח, מתופעל באופן סביר, שלא תינקט רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעל זכויות הנפט להפיק את העתודות ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהייה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

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

(3) נתוני תזרים מהוון

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

(א) כמויות המכירה החזויות:

ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לויתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לויתן בשלב 1א' בלבד, מבלי להביא בחשבון מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה מביצוע שלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו סעיפים 13.2.1 ו-13.3 לפרק א' לדוח התקופתי וסעיף 1.6 בפרק א' לדוח הדירקטוריון וביאור 4א' לדוחות הכספיים הכלולים בדוח הרבעוני ליום 30.6.2021 שפורסם ביום 29.8.2021 (אסמכתא: 2021-01-071971) ("דוח רבעון שני")), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים. עוד יצוין כי קצב ההפקה בפועל עבור כל אחת מקטגוריות המשאבים בתזרים עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים. כמו כן, יצוין כי NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות תחת ההסכמים הקיימים, לרבות ההסכם לייצוא גז טבעי למצרים עם חברת Blue Ocean Energy (ראו סעיף 12.4.4(ב) לפרק א' לדוח התקופתי) ("הסכם

הייצוא למצרים⁵, 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), (ראו סעיף 12.4.4 (א) לפרק א' לדוח התקופתי) וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "**ההסכמים הקיימים**")⁶; (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק המקומי בישראל, זאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group), להלן: "**BDO**")⁶ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין⁷; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, זאת בהתבסס, בין היתר, על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלו שהוכנו על-ידי חברות ייעוץ.

(ב) מחירי המכירה של גז טבעי וקונדנסט:

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

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר ארה"ב⁸ או למחיר הברנט.

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

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט, מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, ה-IHS, World Bank, Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם לכך הונח בתזרים כי מחיר הברנט בשנת 2022 יעמוד על כ-76 דולר, ירד לכ-70 דולר בשנת 2023, יעלה לכ-76 דולר בשנת 2027, ויעמוד על כ-86 דולר החל משנת 2031 ועד לתום תקופת התזרים.

⁵ ההסכם נחתם עם חברת Dolphinus Holdings Limited, אשר הסבה בחודש יוני 2020 את הסכם הייצוא למצרים לחברה קשורה - Blue Ocean Energy.

⁶ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (BCM): 2022 – כ-13.3; 2023 – כ-15; 2024 – כ-16.4; 2025 – כ-17.9; 2026 – כ-18.3. תחזית הביקושים האמורה מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין השאר, מתחזיות הצמיחה בישראל וממשבר הקורונה, 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, אופן המשך השפעת משבר הקורונה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, 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.

⁷ הנחת העבודה היא כי תחילת הפקה ומכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל ממאגר כריש הינה בסוף הרבעון השלישי לשנת 2022.

⁸ שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ-3.2 ש"ח לדולר לאורך כל תקופת התזרים והוא מבוסס על שערי החליפין הנקובים בתחזית BDO כאמור.

יצוין, כי שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בהסכם הייצוא למצרים)⁹ 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 24'ג' לדוחות הכספיים בדוח התקופתי וביאור 4'א4' לדוחות הכספיים בדוח רבעון שני.

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

(ד) ההוצאות ההוניות (capital expenses או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים הנובע מעתודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, לרבות קידוח לויתן-8, הוצאות לעבודות הנדסיות והשתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכת גז טבעי¹⁰ וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, ובכלל זאת, הנחת תשתית נוספת ועבודות הנדסיות, לרבות תקציב לתכנון מפורט של שלב 1'ב' לפיתוח פרויקט לויתן, כמפורט בסעיף 9.1.5 לדוח התקופתי, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המותנים (שלב 1'א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת צינור שלישי מהמאגר לפלטפורמה, להתקנת תשתיות, לציוד הפקה נוסף, ולפעולות הנדסיות שונות, והינן מעבר להוצאות שנכללו בתקציב לפיתוח שלב 1'א' בתכנית הפיתוח של מאגר לויתן, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

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

(ו) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון אומדן השותפות לפיו השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה הוא 11.5%, והשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים הוא 5.52% לפני מועד החזר ההשקעה ו-7.36% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים

⁹ 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.

¹⁰ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתיב וכן במערכת EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו סעיף 13.2.4 (1) לפרק א' בדוח התקופתי, דיווח מידי שפרסמה השותפות ביום 19.1.2021 (אסמכתא: 007702-01-2021), סעיף 1.4 לפרק א' לדוח הדירקטוריון הכלול בדוח הרבעוני ליום 30.9.2021 שפורסם ביום 25.11.2021 (אסמכתא: 101866-01-2021) ("דוח רבעון שלישי") ודוח מידי שפרסמה השותפות ביום 17.2.2022 (אסמכתא: 016953-01-2022).

נוספים בקשר עם התמלוגים ראו ביאורים 13 ד ו-16ג'ד' לדוחות הכספיים בדוח התקופתי.

(ז) תשלומי המס ושיעורי המס שנלקחו בחשבון במסגרת התזרים המהוון חושבו בראיית חברה המחזיקה ביחידות ההשתתפות של השותפות מיום תחילת הפרויקט, אשר נזקפים לזכותה הפסדים מועברים בגין הוצאות חיפוש ופיתוח שהיו לשותפות בעבר בפרויקט, הניתנים לקיזוז כנגד ההכנסה החייבת. בחישובי המס נלקח בחשבון שיעור מס חברות בלבד, בהתאם לדין. יצוין, כי החישוב בוצע באופן דולרי. עוד יצוין, כי שיעורי המס וכפועל יוצא תשלומי המס אשר ישולמו בפועל על-ידי השותפות על חשבון המס בו חייבים מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות בכל אחת משנות המס הרלוונטיות, בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (בסעיף זה: "החוק"), עשויים להיות שונים באופן מהותי. הוצאות הפחת לצורכי מס חושבו בהתאם לשיעורי הפחת הקבועים בחוק.

(ח) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון היטל רווחי הנפט ("ההיטל") אשר יחול על השותפות בהתאם להוראות החוק. חישובי ההיטל נעשו בהתאם לאישור רשות המיסים לעניין איחוד המיזמים הפועלים בחזקות לויתן לצרכי החוק ("המיזמים"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של המיזמים שהוגשו לרשות המיסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט.¹¹ 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 1.1.2022 וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי וקונדנסט שהופקו ואשר צפויים להיות מופקים החל מיום 1.1.2022.

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

השינויים בתזרים המהוון לעומת התזרים המהוון הקודם

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם (שנערך ליום 31.3.2021) נובעים מעדכון ההנחות העיקריות הבאות:

- (א) עודכנו תחזיות מחיר הברנט, תעריף ייצור החשמל ושער החליפין שקל-דולר.
- (ב) עודכנו תחזיות המכירה לשווקים האזוריים, לאור הצפי להשלמת חתימה על מערכת הסכמים, שמטרתה לאפשר הזרמת גז טבעי על-פי הסכם הייצוא למצרים, דרך ירדן, כמפורט בדוח המידי של השותפות מיום 17.2.2022 (אסמכתא: 2022-01-016953).
- (ג) עלויות בגין הולכת גז טבעי באמצעות מערכות הולכה, אשר הופחתו בעבר מההכנסות, מוצגות כעת כחלק מעלויות התפעול.
- (ד) עודכנה תחזית כמויות המכירה השנתיות של גז טבעי מפרויקט לויתן לשוק המקומי, בין היתר, בשל עדכון תחזית הביקושים לגז טבעי של BDO.

¹¹ יצוין, כי נכון למועד זה, נחתמו שומות היטל עם רשות המיסים עד וכולל בגין שנת 2018.

(ה) עודכן יחס ההמרה של הגז הטבעי מנפח הפקה ליחידות חום בהסתמך על ערכי ההפקה בפועל, ובהתאם עודכנו כמויות המכירה (ללא השפעה על היקף ההכנסות).

(ו) עודכנו ההנחות לגבי היקף, תזמון וסוג ההשקעות ההוניות הקשורות למשאבים המותנים (שלב 1א') בהתבסס על נתוני ההפקה והתפעול בפרויקט.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2021, באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות מן העתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹²

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

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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										
92,489	94,478	96,602	97,719	98,875	101,317	24,986	-	126,303	-	56,371	42,783	-	46,243	271,700	8.84	687	31.12.2022
118,134	125,922	134,604	139,327	144,333	155,292	27,601	-	182,892	-	14,669	42,406	-	49,220	289,187	9.77	759	31.12.2023
116,727	129,832	145,092	153,675	162,987	184,130	31,119	-	215,249	-	-	39,576	-	52,267	307,092	10.00	777	31.12.2024
98,757	114,620	133,915	145,135	157,594	186,940	31,958	-	218,898	-	-	39,049	-	52,908	310,855	10.04	780	31.12.2025
83,480	101,102	123,490	136,950	152,246	189,626	32,760	-	222,387	-	-	38,968	-	56,327	317,681	10.04	780	31.12.2026
66,520	84,064	107,346	121,815	138,645	181,320	30,279	11,569	223,168	-	-	39,806	-	61,125	324,100	10.04	780	31.12.2027
45,959	60,606	80,909	93,950	109,477	150,332	21,023	59,403	230,759	-	-	40,254	-	62,993	334,006	10.04	780	31.12.2028
34,997	48,157	67,212	79,860	95,274	137,371	17,152	74,984	229,506	-	-	47,069	-	64,286	340,861	10.04	780	31.12.2029
24,937	35,806	52,246	63,521	77,585	117,460	30,494	92,814	240,768	-	-	40,273	-	65,324	346,365	10.04	780	31.12.2030
19,315	28,939	44,144	54,919	68,677	109,171	28,431	108,013	245,615	-	-	40,295	-	66,456	352,367	10.04	780	31.12.2031
15,233	23,815	37,981	48,350	61,901	103,320	27,385	114,952	245,658	-	-	40,324	-	66,473	352,454	10.04	780	31.12.2032
12,626	20,598	34,343	44,737	58,639	102,768	27,948	114,992	245,709	-	-	40,296	-	66,478	352,482	10.04	780	31.12.2033
10,207	17,375	30,286	40,369	54,173	99,690	27,504	111,892	239,086	-	-	47,114	-	66,524	352,724	10.04	780	31.12.2034
8,183	14,536	26,489	36,129	49,638	95,911	28,607	109,538	234,056	-	-	34,909	-	62,517	331,482	10.04	780	31.12.2035
6,819	12,640	24,080	33,607	47,273	95,908	28,609	109,538	234,056	-	-	34,909	-	62,517	331,482	10.04	780	31.12.2036
5,589	10,811	21,532	30,750	44,283	94,335	28,160	107,759	230,254	-	-	34,883	-	61,628	326,764	9.89	768	31.12.2037
4,508	9,099	18,947	27,687	40,822	91,310	27,275	104,319	222,904	-	-	34,832	-	59,908	317,644	9.60	746	31.12.2038
3,521	7,415	16,142	24,137	36,435	85,573	25,561	97,764	208,897	-	-	41,601	-	58,225	308,724	9.33	725	31.12.2039
2,940	6,462	14,706	22,502	34,775	85,758	25,616	97,975	209,349	-	-	34,739	-	56,735	300,823	9.07	705	31.12.2040
2,382	5,462	12,995	20,346	32,193	83,358	24,899	95,234	203,490	-	-	34,699	-	55,364	293,553	8.83	686	31.12.2041
1,928	4,613	11,476	18,384	29,781	80,970	24,186	92,505	197,661	-	-	34,659	-	54,000	286,320	8.60	668	31.12.2042
1,561	3,898	10,138	16,619	27,563	78,686	23,504	89,896	192,085	-	-	34,620	-	52,695	279,401	8.38	651	31.12.2043
1,219	3,176	8,634	14,483	24,591	73,713	22,018	84,214	179,945	-	-	41,401	-	51,449	272,796	8.17	635	31.12.2044
1,027	2,792	7,936	13,622	23,681	74,533	22,263	85,151	181,947	-	-	34,551	-	50,322	266,820	7.98	620	31.12.2045
833	2,364	7,024	12,337	21,956	72,560	21,674	82,898	177,132	-	-	34,518	-	49,195	260,845	7.79	605	31.12.2046
676	2,003	6,221	11,180	20,372	70,692	21,116	80,763	172,570	-	-	34,486	-	48,128	255,184	7.61	591	31.12.2047
550	1,698	5,514	10,141	18,918	68,927	20,588	78,746	168,261	-	-	34,457	-	47,119	249,837	7.44	578	31.12.2048
428	1,379	4,681	8,809	16,826	64,369	19,227	73,539	157,135	-	-	41,245	-	46,111	244,491	7.27	565	31.12.2049
363	1,222	4,338	8,352	16,332	65,604	19,596	74,951	160,151	-	-	34,401	-	45,221	239,773	7.12	553	31.12.2050
295	1,036	3,843	7,573	15,160	63,943	19,100	73,053	156,096	-	-	34,373	-	44,272	234,741	6.96	541	31.12.2051
240	880	3,415	6,884	14,110	62,490	18,666	71,392	152,548	-	-	34,349	-	43,442	230,338	6.82	530	31.12.2052
196	747	3,032	6,255	13,126	61,036	18,232	69,732	148,999	-	-	34,324	-	42,611	225,935	6.68	519	31.12.2053
152	606	2,569	5,424	11,652	56,894	16,994	64,999	138,887	-	-	41,119	-	41,840	221,847	6.55	509	31.12.2054
130	540	2,395	5,173	11,379	58,337	17,425	66,648	142,410	-	-	34,279	-	41,069	217,758	6.42	499	31.12.2055
106	459	2,127	4,701	10,586	56,987	17,022	65,106	139,115	-	-	34,256	-	40,298	213,669	6.29	489	31.12.2056
86	390	1,888	4,269	9,843	55,637	16,619	63,564	135,820	-	-	34,234	-	39,527	209,581	6.16	479	31.12.2057
70	331	1,678	3,883	9,165	54,392	16,247	62,140	132,779	-	-	34,213	-	38,815	205,807	6.04	469	31.12.2058

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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										
54	267	1,412	3,344	8,080	50,353	15,040	57,527	122,920	-	-	41,010	-	38,103	202,033	5.92	460	31.12.2059
46	239	1,323	3,206	7,932	51,900	15,503	59,294	126,696	-	-	34,171	-	37,392	198,259	5.80	451	31.12.2060
38	203	1,174	2,911	7,373	50,654	15,130	57,870	123,655	-	-	34,150	-	36,680	194,485	5.68	441	31.12.2061
31	175	1,061	2,693	6,983	50,375	13,926	56,566	120,867	-	-	34,131	-	36,027	191,025	5.57	433	31.12.2062
25	149	943	2,448	6,500	49,233	13,585	55,261	118,079	-	-	34,112	-	35,375	187,566	5.46	424	31.12.2063
(10)	(59)	(392)	(1,042)	(2,832)	(22,522)	1,603	-	(20,918)	31,645	-	7,113	-	4,147	21,986	0.64	50	31.12.2064
783,371	980,846	1,315,492	1,587,133	1,994,904	3,800,653	956,630	2,976,561	7,733,844	31,645	71,039	1,578,955	-	2,157,360	11,572,843	347.16	26,972	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
23,525	24,031	24,571	24,855	25,149	25,770	7,698	-	33,468	-	-	5,485	-	7,989	46,942	1.81	141	31.12.2022
13,195	14,065	15,035	15,562	16,121	17,345	5,181	-	22,527	-	-	3,366	-	5,311	31,204	1.10	85	31.12.2023
15,715	17,479	19,534	20,689	21,943	24,789	7,405	-	32,194	-	-	4,200	-	7,465	43,859	1.48	115	31.12.2024
14,875	17,265	20,171	21,861	23,738	28,158	8,411	-	36,569	-	-	4,211	-	8,638	49,418	1.67	130	31.12.2025
12,818	15,524	18,962	21,028	23,377	29,117	8,697	-	37,814	-	-	4,346	-	14,221	56,381	1.86	145	31.12.2026
(3,386)	(4,279)	(5,465)	(6,201)	(7,058)	(9,230)	(2,757)	54,240	42,253	-	-	4,366	-	10,836	57,455	1.86	145	31.12.2027
2,726	3,595	4,799	5,573	6,494	8,917	2,664	32,240	43,821	-	-	4,395	-	11,207	59,422	1.86	145	31.12.2028
1,325	1,823	2,545	3,024	3,608	5,202	1,554	33,620	40,376	-	-	4,348	-	10,395	55,119	1.68	131	31.12.2029
77	111	161	196	240	363	108	32,420	32,892	-	-	4,294	-	8,643	45,829	1.35	105	31.12.2030
995	1,490	2,273	2,828	3,536	5,621	1,679	19,458	26,758	-	-	2,300	-	6,754	35,813	1.05	82	31.12.2031
1,185	1,853	2,955	3,762	4,817	8,040	2,401	9,214	19,655	-	-	2,267	-	5,096	27,018	0.77	60	31.12.2032
646	1,053	1,756	2,287	2,998	5,254	1,569	6,003	12,826	-	-	2,205	-	3,494	18,525	0.50	39	31.12.2033
283	482	841	1,121	1,504	2,767	827	3,161	6,755	-	-	2,163	-	2,073	10,991	0.26	20	31.12.2034
46	83	150	205	282	545	163	622	1,329	-	-	809	-	497	2,635	0.03	2	31.12.2035
(116)	(216)	(411)	(573)	(806)	(1,636)	(489)	(1,869)	(3,994)	-	-	772	-	(749)	(3,971)	(0.18)	(14)	31.12.2036
(128)	(247)	(492)	(702)	(1,012)	(2,155)	(644)	(2,462)	(5,260)	-	-	764	-	(1,045)	(5,542)	(0.23)	(18)	31.12.2037
(55)	(111)	(232)	(339)	(499)	(1,117)	(334)	(1,276)	(2,726)	-	-	781	-	(452)	(2,397)	(0.13)	(10)	31.12.2038
(7)	(16)	(34)	(51)	(78)	(182)	(54)	(208)	(445)	-	-	797	-	82	434	(0.04)	(3)	31.12.2039
30	65	148	226	349	861	257	983	2,101	-	-	814	-	678	3,593	0.06	5	31.12.2040
48	111	265	414	655	1,697	507	1,938	4,142	-	-	828	-	1,155	6,126	0.14	11	31.12.2041
60	144	358	574	930	2,527	755	2,887	6,170	-	-	842	-	1,630	8,642	0.22	17	31.12.2042
65	161	419	687	1,140	3,254	972	3,718	7,944	-	-	854	-	2,045	10,843	0.29	23	31.12.2043
66	171	466	782	1,328	3,980	1,189	4,547	9,717	-	-	866	-	2,460	13,043	0.36	28	31.12.2044
63	172	490	841	1,463	4,604	1,375	5,260	11,239	-	-	877	-	2,816	14,932	0.42	33	31.12.2045
61	174	516	906	1,613	5,331	1,592	6,090	13,013	-	-	889	-	3,231	17,133	0.49	38	31.12.2046
56	166	516	927	1,690	5,863	1,751	6,698	14,313	-	-	898	-	3,536	18,746	0.54	42	31.12.2047
52	161	522	961	1,792	6,531	1,951	7,461	15,943	-	-	908	-	3,917	20,768	0.59	46	31.12.2048
47	151	513	965	1,843	7,050	2,106	8,054	17,210	-	-	917	-	4,213	22,341	0.64	50	31.12.2049
41	137	487	937	1,833	7,361	2,199	8,410	17,970	-	-	922	-	4,391	23,284	0.67	52	31.12.2050
36	128	474	933	1,868	7,881	2,354	9,003	19,238	-	-	931	-	4,688	24,857	0.72	56	31.12.2051
31	114	442	891	1,826	8,088	2,416	9,240	19,745	-	-	935	-	4,807	25,486	0.74	57	31.12.2052
27	103	417	861	1,806	8,400	2,509	9,596	20,505	-	-	940	-	4,985	26,429	0.77	60	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
23	92	389	821	1,763	8,607	2,571	9,834	21,012	-	-	943	-	5,103	27,058	0.79	61	31.12.2054
20	82	362	782	1,719	8,815	2,633	10,071	21,519	-	-	947	-	5,222	27,687	0.81	63	31.12.2055
17	73	337	744	1,676	9,023	2,695	10,308	22,026	-	-	950	-	5,340	28,316	0.83	64	31.12.2056
14	65	313	708	1,633	9,230	2,757	10,545	22,533	-	-	954	-	5,459	28,945	0.85	66	31.12.2057
12	57	288	666	1,573	9,334	2,788	10,664	22,786	-	-	955	-	5,518	29,260	0.86	67	31.12.2058
10	51	268	634	1,531	9,542	2,850	10,901	23,293	-	-	959	-	5,637	29,889	0.88	68	31.12.2059
9	45	249	602	1,490	9,749	2,912	11,138	23,800	-	-	962	-	5,756	30,518	0.90	70	31.12.2060
7	40	231	572	1,449	9,957	2,974	11,376	24,307	-	-	966	-	5,874	31,147	0.92	71	31.12.2061
6	35	212	538	1,395	10,061	3,005	11,494	24,560	-	-	968	-	5,934	31,461	0.93	72	31.12.2062
5	31	195	505	1,342	10,165	3,036	11,613	24,814	-	-	969	-	5,993	31,776	0.94	73	31.12.2063
1	6	38	101	275	2,185	653	-	2,838	-	-	179	-	701	3,718	0.11	9	31.12.2064
84,527	96,518	116,033	132,705	160,335	317,663	94,886	376,995	789,544	-	-	74,043	-	201,545	1,065,132	32.17	2,499	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (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										
116,014	118,509	121,173	122,574	124,024	127,087	32,684	-	159,771	-	56,371	48,268	-	54,233	318,642	10.65	827	31.12.2022
131,330	139,987	149,639	154,889	160,454	172,637	32,782	-	205,419	-	14,669	45,773	-	54,530	320,391	10.87	845	31.12.2023
132,442	147,311	164,626	174,365	184,930	208,920	38,523	-	247,443	-	-	43,776	-	59,732	350,951	11.48	892	31.12.2024
113,633	131,885	154,086	166,997	181,332	215,098	40,369	-	255,467	-	-	43,260	-	61,546	360,273	11.71	910	31.12.2025
96,298	116,626	142,452	157,978	175,624	218,743	41,458	-	260,201	-	-	43,313	-	70,548	374,062	11.90	925	31.12.2026
63,133	79,784	101,882	115,614	131,587	172,090	27,522	65,809	265,421	-	-	44,173	-	71,961	381,555	11.90	925	31.12.2027
48,686	64,201	85,709	99,523	115,971	159,250	23,687	91,643	274,579	-	-	44,648	-	74,201	393,428	11.90	925	31.12.2028
36,322	49,981	69,757	82,884	98,881	142,572	18,705	108,604	269,881	-	-	51,417	-	74,682	395,980	11.72	911	31.12.2029
25,014	35,917	52,407	63,717	77,825	117,823	30,602	125,234	273,660	-	-	44,567	-	73,968	392,195	11.39	885	31.12.2030
20,309	30,429	46,417	57,747	72,213	114,792	30,110	127,471	272,373	-	-	42,596	-	73,211	388,180	11.09	862	31.12.2031
16,418	25,669	40,936	52,112	66,718	111,360	29,786	124,166	265,313	-	-	42,591	-	71,568	379,472	10.81	840	31.12.2032
13,272	21,652	36,099	47,024	61,636	108,023	29,518	120,994	258,535	-	-	42,501	-	69,972	371,007	10.54	819	31.12.2033
10,490	17,857	31,127	41,489	55,677	102,457	28,330	115,054	245,841	-	-	49,277	-	68,597	363,715	10.30	800	31.12.2034
8,230	14,619	26,639	36,334	49,919	96,455	28,770	110,160	235,385	-	-	35,718	-	63,014	334,117	10.07	782	31.12.2035
6,703	12,424	23,669	33,034	46,466	94,272	28,121	107,669	230,061	-	-	35,681	-	61,769	327,511	9.86	766	31.12.2036
5,462	10,564	21,040	30,047	43,272	92,180	27,516	105,297	224,994	-	-	35,646	-	60,583	321,223	9.66	751	31.12.2037
4,453	8,988	18,715	27,349	40,323	90,194	26,941	103,043	220,178	-	-	35,613	-	59,456	315,247	9.47	736	31.12.2038
3,513	7,399	16,108	24,086	36,358	85,390	25,506	97,556	208,453	-	-	42,398	-	58,307	309,157	9.29	722	31.12.2039
2,970	6,527	14,854	22,728	35,124	86,618	25,873	98,958	211,450	-	-	35,553	-	57,413	304,416	9.13	709	31.12.2040
2,430	5,573	13,260	20,760	32,848	85,055	25,406	97,172	207,633	-	-	35,527	-	56,519	299,679	8.97	697	31.12.2041
1,988	4,757	11,834	18,958	30,711	83,497	24,941	95,393	203,831	-	-	35,501	-	55,630	294,961	8.82	685	31.12.2042
1,626	4,060	10,557	17,307	28,703	81,940	24,476	93,614	200,029	-	-	35,475	-	54,740	290,244	8.67	674	31.12.2043
1,285	3,347	9,100	15,265	25,919	77,693	23,207	88,762	189,662	-	-	42,268	-	53,909	285,839	8.53	663	31.12.2044
1,090	2,965	8,427	14,464	25,144	79,137	23,638	90,411	193,186	-	-	35,428	-	53,138	281,752	8.40	653	31.12.2045
894	2,537	7,540	13,243	23,569	77,891	23,266	88,988	190,145	-	-	35,407	-	52,427	277,978	8.28	643	31.12.2046
733	2,169	6,737	12,108	22,062	76,555	22,867	87,461	186,883	-	-	35,384	-	51,663	273,930	8.15	633	31.12.2047
602	1,859	6,037	11,101	20,710	75,457	22,539	86,208	184,204	-	-	35,365	-	51,036	270,605	8.03	624	31.12.2048
475	1,530	5,194	9,774	18,668	71,419	21,333	81,594	174,345	-	-	42,162	-	50,324	266,831	7.91	615	31.12.2049
404	1,359	4,824	9,289	18,165	72,966	21,795	83,361	178,122	-	-	35,323	-	49,613	263,057	7.79	605	31.12.2050
331	1,163	4,317	8,506	17,029	71,824	21,454	82,056	175,334	-	-	35,304	-	48,960	259,598	7.68	597	31.12.2051
271	994	3,856	7,775	15,937	70,578	21,082	80,633	172,292	-	-	35,283	-	48,248	255,824	7.56	587	31.12.2052
223	850	3,449	7,116	14,932	69,436	20,741	79,328	169,504	-	-	35,264	-	47,596	252,364	7.45	579	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 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										
175	698	2,958	6,244	13,415	65,501	19,565	74,833	159,899	-	-	42,062	-	46,943	248,905	7.34	570	31.12.2054
149	622	2,757	5,955	13,098	67,152	20,058	76,719	163,929	-	-	35,226	-	46,291	245,445	7.23	562	31.12.2055
122	532	2,464	5,445	12,262	66,010	19,717	75,414	161,141	-	-	35,207	-	45,639	241,986	7.12	553	31.12.2056
100	454	2,201	4,978	11,476	64,868	19,376	74,109	158,353	-	-	35,187	-	44,986	238,526	7.01	545	31.12.2057
82	388	1,966	4,549	10,738	63,726	19,035	72,804	155,565	-	-	35,168	-	44,334	235,067	6.90	536	31.12.2058
64	317	1,679	3,977	9,611	59,895	17,891	68,428	146,213	-	-	41,968	-	43,740	231,922	6.80	528	31.12.2059
55	284	1,571	3,808	9,422	61,649	18,415	70,432	150,496	-	-	35,134	-	43,147	228,777	6.70	521	31.12.2060
45	243	1,405	3,483	8,822	60,611	18,105	69,246	147,961	-	-	35,116	-	42,554	225,632	6.60	513	31.12.2061
38	210	1,273	3,230	8,378	60,436	16,931	68,060	145,427	-	-	35,099	-	41,961	222,487	6.50	505	31.12.2062
31	180	1,138	2,953	7,842	59,398	16,621	66,874	142,892	-	-	35,081	-	41,368	219,342	6.40	497	31.12.2063
(9)	(54)	(354)	(941)	(2,557)	(20,337)	2,256	-	(18,081)	31,645	-	7,292	-	4,848	25,704	0.75	58	31.12.2064
867,898	1,077,364	1,431,525	1,719,837	2,155,239	4,118,316	1,051,517	3,353,556	8,523,388	31,645	71,039	1,652,999	-	2,358,905	12,637,975	379.33	29,471	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (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%
31.12.2022	46	0.59	16,385	2,789	-	676	-	-	12,920	-	2,972	9,948	9,709	9,595	9,485	9,277	9,082
31.12.2023	81	1.04	29,180	4,966	-	2,343	-	-	21,870	-	5,030	16,840	15,652	15,109	14,597	13,655	12,811
31.12.2024	36	0.46	14,164	2,411	-	1,645	-	-	10,108	-	2,325	7,783	6,889	6,496	6,133	5,488	4,934
31.12.2025	18	0.23	8,302	2,933	-	1,598	-	-	3,770	-	867	2,903	2,447	2,254	2,080	1,780	1,534
31.12.2026	3	0.04	2,537	479	-	1,690	-	-	368	-	9,128	(6,745)	(5,415)	(4,871)	(4,392)	(3,596)	(2,969)
31.12.2027	3	0.04	3,104	585	-	1,693	-	-	826	-	4,958	(3,182)	(2,433)	(2,138)	(1,884)	(1,475)	(1,167)
31.12.2028	3	0.04	2,500	472	-	1,695	-	-	334	-	(930)	(3,114)	(2,268)	(1,946)	(1,676)	(1,255)	(952)
31.12.2029	17	0.22	8,302	1,566	-	1,722	-	-	5,014	-	6,101	(837)	(580)	(486)	(409)	(293)	(213)
31.12.2030	30	0.38	13,514	2,549	-	1,751	-	-	9,215	-	686	2,295	1,516	1,241	1,021	700	487
31.12.2031	27	0.35	11,836	2,232	-	773	-	-	8,831	-	1,081	3,617	2,276	1,820	1,463	959	640
31.12.2032	26	0.34	10,662	2,011	-	(910)	-	-	9,561	-	1,170	3,917	2,346	1,833	1,440	903	577
31.12.2033	27	0.35	10,338	1,950	-	(2,161)	-	-	10,549	-	1,291	4,321	2,466	1,881	1,444	866	531
31.12.2034	27	0.35	10,684	2,015	-	(1,516)	-	-	10,185	-	1,246	4,172	2,267	1,689	1,267	727	427
31.12.2035	28	0.36	11,419	2,154	-	304	-	-	8,961	-	1,096	3,671	1,900	1,383	1,014	556	313
31.12.2036	28	0.36	11,418	2,153	-	304	-	-	8,960	-	1,096	3,670	1,809	1,286	922	484	261
31.12.2037	29	0.37	11,734	2,213	-	306	-	-	9,215	-	1,128	3,775	1,772	1,230	862	433	224
31.12.2038	30	0.39	12,363	2,332	-	310	-	-	9,722	-	1,190	3,982	1,780	1,208	826	397	197
31.12.2039	32	0.41	12,992	2,450	-	313	-	-	10,228	-	1,252	4,190	1,784	1,182	790	363	172
31.12.2040	32	0.41	13,006	2,453	-	313	-	-	10,240	-	1,253	4,195	1,701	1,101	719	316	144
31.12.2041	33	0.43	13,651	2,575	-	317	-	-	10,760	-	1,317	4,408	1,702	1,076	687	289	126
31.12.2042	34	0.44	13,966	2,634	-	318	-	-	11,014	-	1,348	4,512	1,659	1,024	639	257	107
31.12.2043	36	0.46	14,595	2,753	-	322	-	-	11,521	-	1,410	4,719	1,653	997	608	234	94
31.12.2044	37	0.48	15,222	2,871	-	325	-	-	12,026	-	1,472	4,926	1,644	968	577	212	81
31.12.2045	39	0.50	15,853	2,990	-	329	-	-	12,534	-	1,534	5,135	1,631	938	547	192	71
31.12.2046	40	0.51	16,168	3,049	-	331	-	-	12,788	-	1,565	5,238	1,585	891	507	171	60
31.12.2047	41	0.53	16,842	3,176	-	334	-	-	13,331	-	1,631	5,461	1,574	864	481	155	52
31.12.2048	44	0.56	18,282	3,448	-	341	-	-	14,492	-	1,773	5,937	1,629	873	475	146	47
31.12.2049	45	0.58	18,911	3,567	-	345	-	-	14,999	-	1,835	6,144	1,606	841	447	132	41
31.12.2050	47	0.61	19,854	3,744	-	350	-	-	15,760	-	1,928	6,456	1,607	822	427	120	36
31.12.2051	49	0.63	20,483	3,863	-	353	-	-	16,267	-	1,990	6,663	1,580	789	401	108	31
31.12.2052	52	0.67	21,741	4,100	-	360	-	-	17,280	-	2,114	7,079	1,598	780	387	100	27
31.12.2053	54	0.70	22,685	4,278	-	366	-	-	18,041	-	2,207	7,390	1,589	757	367	91	24

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון 0%-ב)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון 20%-ב	מהוון 15%-ב	מהוון 10%-ב	מהוון 7.5%-ב	מהוון 5%-ב	מהוון 0%-ב	מס הכנסה	היטל										
21	82	348	734	1,577	7,702	2,300	8,799	18,801	-	-	371	-	4,456	23,628	0.73	57	31.12.2054
18	75	333	720	1,583	8,117	2,425	9,273	19,815	-	-	378	-	4,694	24,886	0.77	60	31.12.2055
16	68	315	695	1,566	8,428	2,518	9,629	20,575	-	-	383	-	4,871	25,830	0.80	62	31.12.2056
14	62	300	679	1,565	8,844	2,642	10,104	21,589	-	-	390	-	5,109	27,088	0.84	65	31.12.2057
12	57	289	668	1,578	9,363	2,797	10,697	22,856	-	-	399	-	5,405	28,660	0.89	69	31.12.2058
10	51	271	642	1,552	9,674	2,890	11,053	23,617	-	-	404	-	5,583	29,604	0.92	71	31.12.2059
9	46	257	623	1,542	10,090	3,014	11,527	24,630	-	-	411	-	5,821	30,862	0.96	75	31.12.2060
8	42	243	604	1,529	10,505	3,138	12,001	25,644	-	-	418	-	6,058	32,120	1.00	78	31.12.2061
7	38	230	584	1,514	10,920	3,262	12,476	26,658	-	-	425	-	6,295	33,378	1.04	81	31.12.2062
6	34	217	564	1,497	11,335	3,386	12,950	27,672	-	-	432	-	6,532	34,636	1.08	84	31.12.2063
1	6	43	113	308	2,446	731	-	3,177	-	-	211	-	788	4,176	0.13	10	31.12.2064
27,950	33,052	45,097	58,112	82,487	236,895	70,761	269,068	576,724	-	-	21,462	-	139,372	737,558	22.99	1,786	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (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										
125,096	127,786	130,658	132,169	133,733	137,035	35,655	-	172,691	-	56,371	48,944	-	57,022	335,027	11.24	873	31.12.2022
144,140	153,642	164,236	169,998	176,106	189,477	37,812	-	227,289	-	14,669	48,116	-	59,497	349,571	11.91	925	31.12.2023
137,376	152,799	170,759	180,860	191,819	216,703	40,848	-	257,551	-	-	45,421	-	62,143	365,115	11.94	928	31.12.2024
115,166	133,665	156,166	169,251	183,780	218,002	41,236	-	259,238	-	-	44,858	-	64,479	368,575	11.94	928	31.12.2025
93,329	113,030	138,059	153,107	170,208	211,999	39,443	9,128	260,569	-	-	45,004	-	71,027	376,600	11.94	928	31.12.2026
61,966	78,309	99,998	113,476	129,154	168,908	26,572	70,767	266,247	-	-	45,865	-	72,547	384,659	11.94	928	31.12.2027
47,733	62,946	84,033	97,577	113,703	156,135	22,757	96,021	274,913	-	-	46,343	-	74,672	395,928	11.94	928	31.12.2028
36,109	49,687	69,348	82,398	98,301	141,735	18,455	114,705	274,896	-	-	53,139	-	76,248	404,282	11.94	928	31.12.2029
25,502	36,616	53,428	64,959	79,341	120,118	31,288	131,469	282,874	-	-	46,318	-	76,517	405,709	11.77	914	31.12.2030
20,949	31,388	47,880	59,567	74,488	118,410	31,191	131,603	281,204	-	-	43,369	-	75,443	400,016	11.44	889	31.12.2031
16,996	26,571	42,376	53,945	69,064	115,277	30,956	128,641	274,874	-	-	41,681	-	73,579	390,134	11.15	866	31.12.2032
13,803	22,518	37,543	48,905	64,102	112,344	30,809	125,931	269,084	-	-	40,340	-	71,922	381,346	10.89	846	31.12.2033
10,917	18,585	32,394	43,179	57,944	106,629	29,576	119,820	256,026	-	-	47,762	-	70,612	374,399	10.65	827	31.12.2034
8,543	15,175	27,653	37,717	51,819	100,126	29,866	114,354	244,346	-	-	36,022	-	65,168	345,536	10.43	810	31.12.2035
6,964	12,908	24,591	34,320	48,275	97,942	29,217	111,862	239,021	-	-	35,985	-	63,922	338,928	10.22	794	31.12.2036
5,685	10,996	21,902	31,278	45,044	95,955	28,644	109,610	234,208	-	-	35,952	-	62,796	332,956	10.03	779	31.12.2037
4,650	9,385	19,542	28,556	42,103	94,176	28,131	107,593	229,900	-	-	35,923	-	61,787	327,610	9.86	766	31.12.2038
3,686	7,762	16,898	25,268	38,142	89,580	26,758	102,343	218,681	-	-	42,711	-	60,757	322,149	9.70	754	31.12.2039
3,114	6,843	15,573	23,828	36,825	90,813	27,126	103,751	221,689	-	-	35,867	-	59,866	317,421	9.54	741	31.12.2040
2,556	5,862	13,947	21,836	34,550	89,462	26,723	102,208	218,393	-	-	35,843	-	59,094	313,330	9.40	730	31.12.2041
2,096	5,014	12,473	19,983	32,370	88,009	26,288	100,547	214,844	-	-	35,819	-	58,264	308,927	9.26	719	31.12.2042
1,720	4,293	11,165	18,303	30,356	86,659	25,885	99,005	211,550	-	-	35,796	-	57,493	304,839	9.13	709	31.12.2043
1,366	3,559	9,677	16,233	27,563	82,620	24,679	94,390	201,688	-	-	42,593	-	56,780	301,062	9.01	700	31.12.2044
1,161	3,157	8,973	15,402	26,775	84,271	25,172	96,277	205,720	-	-	35,756	-	56,128	297,605	8.90	691	31.12.2045
955	2,708	8,047	14,133	25,155	83,129	24,831	94,972	202,932	-	-	35,737	-	55,476	294,146	8.79	683	31.12.2046
785	2,323	7,217	12,971	23,636	82,016	24,498	93,700	200,214	-	-	35,718	-	54,840	290,772	8.68	674	31.12.2047
649	2,005	6,512	11,975	22,340	81,394	24,313	92,990	198,697	-	-	35,706	-	54,484	288,887	8.59	667	31.12.2048
515	1,661	5,641	10,615	20,274	77,563	23,168	88,613	189,345	-	-	42,506	-	53,891	285,742	8.49	660	31.12.2049
440	1,479	5,251	10,111	19,772	79,422	23,723	90,736	193,881	-	-	35,673	-	53,357	282,912	8.40	653	31.12.2050
362	1,271	4,718	9,295	18,609	78,487	23,444	89,669	191,600	-	-	35,658	-	52,823	280,081	8.31	646	31.12.2051
299	1,094	4,243	8,555	17,535	77,657	23,196	88,720	189,573	-	-	35,644	-	52,349	277,565	8.23	639	31.12.2052
246	941	3,816	7,873	16,521	76,826	22,948	87,771	187,545	-	-	35,630	-	51,874	275,049	8.15	633	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תמלוגים שישולמו	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2054	627	8.07	272,533	51,400	-	42,433	-	-	178,700	83,632	21,866	73,203	14,993	6,978	3,306	780	195
31.12.2055	622	8.00	270,331	50,985	-	35,604	-	-	183,743	85,992	22,483	75,269	14,682	6,675	3,090	697	168
31.12.2056	615	7.92	267,815	50,510	-	35,590	-	-	181,716	85,043	22,235	74,438	13,828	6,140	2,778	599	138
31.12.2057	610	7.85	265,614	50,095	-	35,577	-	-	179,942	84,213	22,018	73,711	13,041	5,656	2,501	516	114
31.12.2058	605	7.79	263,727	49,739	-	35,567	-	-	178,421	83,501	21,832	73,088	12,315	5,217	2,254	445	94
31.12.2059	600	7.72	261,525	49,324	-	42,372	-	-	169,829	79,480	20,780	69,569	11,164	4,620	1,951	368	75
31.12.2060	595	7.66	259,638	48,968	-	35,544	-	-	175,126	81,959	21,428	71,739	10,964	4,431	1,829	330	64
31.12.2061	590	7.60	257,751	48,612	-	35,534	-	-	173,605	81,247	21,242	71,116	10,351	4,086	1,648	285	53
31.12.2062	586	7.54	255,864	48,256	-	35,524	-	-	172,085	80,536	20,193	71,356	9,892	3,814	1,503	248	44
31.12.2063	581	7.48	253,977	47,900	-	35,513	-	-	170,564	79,824	20,007	70,734	9,338	3,517	1,355	214	37
31.12.2064	68	0.88	29,880	5,635	-	7,504	-	31,645	(14,904)	-	2,987	(17,891)	(2,249)	(827)	(311)	(47)	(8)
סה"כ	31,257	402.32	13,375,534	2,498,277	-	1,674,460	71,039	31,645	9,100,113	3,622,624	1,122,278	4,355,211	2,237,726	1,777,950	1,476,621	1,110,415	895,848

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, 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 המאגר ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹³

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,168,291	1,427,356	1,064,961	852,517	עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,434,793	1,201,919	894,625	712,062
עבודות צפויות (Probable Reserves)	352,617	125,827	103,628	90,190	עבודות צפויות (Probable Reserves)	281,738	105,240	88,304	77,684
סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,520,908	1,553,184	1,168,590	942,707	סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,716,532	1,307,160	982,929	789,746
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	260,713	49,464	36,142	30,505	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	212,481	40,766	30,128	25,632
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,781,621	1,602,648	1,204,732	973,211	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,929,012	1,347,926	1,013,057	815,378
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עבודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	4,354,563	1,484,258	1,107,644	887,498	עבודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	3,251,509	1,143,768	850,171	675,183
עבודות צפויות (Probable Reserves)	369,323	130,410	106,969	92,869	עבודות צפויות (Probable Reserves)	265,684	101,394	85,496	75,338
סה"כ עבודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	4,723,886	1,614,668	1,214,613	980,367	סה"כ עבודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	3,517,194	1,245,162	935,667	750,521
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	269,413	49,496	35,901	30,288	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	198,565	37,268	27,494	23,443
סה"כ עבודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	4,993,300	1,664,164	1,250,514	1,010,655	סה"כ עבודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,715,759	1,282,430	963,161	773,964

¹³ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא 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%				
637,385	804,791	1,084,849	3,069,283	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	920,404	1,148,067	1,538,756	4,538,547	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
72,241	81,896	96,711	248,529	עתודות צפויות (Probable Reserves)	95,477	110,073	134,495	384,466	עתודות צפויות (Probable Reserves)
709,626	886,688	1,181,561	3,317,812	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	1,015,881	1,258,140	1,673,252	4,923,013	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
22,460	26,207	35,241	186,127	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	32,834	39,070	53,760	284,753	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
732,086	912,894	1,216,801	3,503,939	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	1,048,715	1,297,210	1,727,012	5,207,766	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%				
710,743	892,845	1,199,299	3,424,737	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	853,434	1,065,086	1,421,227	3,823,080	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)
78,496	89,297	106,444	283,073	עתודות צפויות (Probable Reserves)	90,273	103,668	125,386	318,236	עתודות צפויות (Probable Reserves)
789,240	982,142	1,305,743	3,707,811	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	943,707	1,168,754	1,546,613	4,141,315	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
24,708	28,977	39,307	209,655	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	30,494	36,010	48,502	210,584	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
813,948	1,011,119	1,345,050	3,917,466	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	974,201	1,204,764	1,595,115	4,351,900	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
673,159	847,450	1,139,786	3,236,427	P1 עתודות מוכחות (Proved Reserves)	887,551	1,105,985	1,471,948	3,842,899	P1 עתודות מוכחות (Proved Reserves)
75,185	85,295	101,102	264,404	עתודות צפויות (Probable Reserves)	94,155	108,323	130,906	307,927	עתודות צפויות (Probable Reserves)
748,344	932,745	1,240,887	3,500,830	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	981,706	1,214,308	1,602,854	4,150,826	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
24,272	28,497	38,462	199,577	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	30,315	35,947	49,315	236,032	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
772,616	961,242	1,279,349	3,700,407	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,012,022	1,250,255	1,652,169	4,386,858	סה"כ עתודות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁴				
635,074	801,695	1,080,280	3,050,690	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	921,801	1,146,938	1,522,039	3,856,334	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
71,566	81,002	95,481	245,256	עתודות צפויות (Probable Reserves)	95,601	109,979	132,834	300,607	עתודות צפויות (Probable Reserves)
706,639	882,697	1,175,760	3,295,946	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	1,017,401	1,256,917	1,654,873	4,156,942	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
23,130	27,051	36,281	186,838	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	32,855	38,977	52,633	214,671	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
729,769	909,748	1,212,041	3,482,784	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,050,256	1,295,894	1,707,506	4,371,613	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

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

(ב) משאבים מותנים במאגר לויתן

(1) נתוני כמויות

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

גז טבעי ¹⁵						
BCF						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁶			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
487.6	48.6	439.0	4,088.6	407.4	3,681.2	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
1,060.6	599.1	461.5	8,894.4	5,023.9	3,870.5	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
1,552.0	1,147.8	404.2	13,014.7	9,624.8	3,389.9	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

קונדנסט ¹⁷						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁸			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
1.1	0.1	1.0	9.0	0.9	8.1	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
2.3	1.3	1.0	19.6	11.1	8.5	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
3.4	2.5	0.9	28.6	21.2	7.5	האומדן הגבוה (3C - High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לויתן, 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 13 לפרק א' בדוח התקופתי. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז טבעי, ראו סעיף 12.4.2 לדוח התקופתי, ביאור 4'3 לדוחות הכספיים הכלולים בדוח רבעון שני וסעיף 1.4 בפרק א' לדוח הדירקטוריון הכלול בדוח רבעון שלישי.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של המשאבים המותנים בפרויקט לויתן בקטגוריית שלב א' כעתודות, מותנה בחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, בקבלת החלטות לביצוע קידוחים נוספים, להתקנת צינור שלישי מהמאגר לפלטפורמה ובקבלת החלטות השקעה נוספות עבור המשאבים המותנים בקטגוריית פיתוחים עתידיים כעתודות מותנה בקבלת החלטות השקעה נוספות ובחתימת

¹⁵ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁶ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

¹⁷ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁸ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

הסכמים נוספים למכירת גז טבעי. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

(4) נתוני תזרים מהוון:

בהתאם להנחות השונות שהעיקריות שבהן מפורטות בסעיף 1(א)(3) לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה), המיוחס לחלק השותפות, מן המשאבים המותנים שבמאגר לויתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל:¹⁹

¹⁹ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט אלפי (חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
5,347	5,699	6,092	6,306	6,532	7,028	2,099	-	9,128	-	-	70	-	1,886	11,084	0.41	32	31.12.2023
2,962	3,294	3,681	3,899	4,136	4,672	1,396	-	6,068	-	-	43	-	1,253	7,364	0.27	21	31.12.2024
7,568	8,784	10,263	11,123	12,077	14,326	4,279	-	18,606	-	-	134	-	3,844	22,583	0.84	65	31.12.2025
7,928	9,601	11,727	13,006	14,458	18,008	5,379	-	23,387	-	-	168	-	6,845	30,401	1.06	82	31.12.2026
3,179	4,017	5,130	5,821	6,626	8,665	2,588	21,981	33,234	-	-	235	-	7,780	41,249	1.44	112	31.12.2027
5,604	7,390	9,866	11,456	13,349	18,331	5,475	22,541	46,347	-	-	322	-	10,848	57,517	1.90	148	31.12.2028
(1,264)	(1,739)	(2,427)	(2,883)	(3,440)	(4,960)	6,730	16,135	17,906	-	28,938	325	-	10,964	58,132	1.90	148	31.12.2029
2,701	3,878	5,659	6,880	8,403	12,722	2,936	31,674	47,331	-	-	327	-	11,078	58,736	1.90	148	31.12.2030
2,664	3,991	6,088	7,574	9,471	15,056	3,633	29,466	48,155	-	-	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2031
(3,050)	(4,768)	(7,604)	(9,680)	(12,393)	(20,686)	11,508	(8,044)	(17,221)	-	65,376	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2032
2,690	4,389	7,317	9,531	12,493	21,895	3,723	22,536	48,155	-	-	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2033
2,242	3,816	6,652	8,866	11,898	21,895	3,723	22,536	48,155	-	-	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2034
(85)	(150)	(274)	(374)	(514)	(993)	7,226	5,483	11,717	-	36,438	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2035
(1,303)	(2,416)	(4,603)	(6,424)	(9,036)	(18,332)	9,170	(8,060)	(17,221)	-	65,376	331	-	11,270	59,755	1.90	148	31.12.2036
(489)	(947)	(1,885)	(2,693)	(3,878)	(8,260)	7,059	(1,057)	(2,259)	-	54,215	357	-	12,160	64,473	2.05	159	31.12.2037
1,484	2,995	6,236	9,112	13,435	30,052	1,499	27,755	59,307	-	-	407	-	13,880	73,594	2.34	182	31.12.2038
1,338	2,818	6,135	9,174	13,848	32,523	2,669	30,958	66,150	-	-	454	-	15,481	82,085	2.61	203	31.12.2039
1,196	2,629	5,983	9,155	14,148	34,889	3,808	34,042	72,739	-	-	500	-	17,023	90,262	2.87	223	31.12.2040
1,068	2,449	5,828	9,124	14,436	37,381	4,552	36,889	78,822	-	-	541	-	18,447	97,810	3.11	242	31.12.2041
929	2,223	5,530	8,859	14,351	39,017	6,017	39,617	84,651	-	-	581	-	19,811	105,044	3.34	259	31.12.2042
805	2,009	5,224	8,564	14,204	40,549	7,452	42,226	90,227	-	-	620	-	21,116	111,963	3.56	277	31.12.2043
707	1,841	5,005	8,395	14,255	42,730	8,103	44,717	95,549	-	-	656	-	22,362	118,567	3.77	293	31.12.2044
44	121	343	588	1,022	3,218	15,396	16,375	34,989	-	65,376	689	-	23,489	124,543	3.96	308	31.12.2045
535	1,518	4,510	7,921	14,097	46,589	9,367	49,224	105,180	-	-	722	-	24,616	130,519	4.15	322	31.12.2046
80	237	737	1,324	2,413	8,372	17,226	22,518	48,116	-	61,626	754	-	25,683	136,180	4.33	336	31.12.2047
87	269	874	1,608	3,000	10,931	16,959	24,535	52,425	-	61,626	783	-	26,692	141,526	4.50	350	31.12.2048
351	1,131	3,842	7,229	13,808	52,823	10,144	55,392	118,360	-	-	813	-	27,700	146,873	4.67	363	31.12.2049
301	1,013	3,595	6,923	13,538	54,381	10,609	57,172	122,161	-	-	839	-	28,590	151,590	4.82	374	31.12.2050
244	857	3,181	6,268	12,549	52,927	10,175	55,511	118,613	-	-	815	-	27,760	147,187	4.68	364	31.12.2051
186	681	2,642	5,327	10,920	48,359	8,811	50,292	107,461	-	-	738	-	25,150	133,349	4.24	329	31.12.2052
141	540	2,191	4,520	9,484	44,102	7,539	45,429	97,070	-	-	667	-	22,718	120,454	3.83	298	31.12.2053
107	425	1,804	3,808	8,182	39,949	6,299	40,684	86,932	-	-	597	-	20,345	107,874	3.43	266	31.12.2054
79	327	1,451	3,135	6,896	35,356	5,903	36,296	77,555	-	-	533	-	18,150	96,238	3.06	238	31.12.2055
58	250	1,160	2,563	5,773	31,074	5,600	32,263	68,938	-	-	473	-	16,134	85,545	2.72	211	31.12.2056
42	189	918	2,075	4,785	27,043	5,317	28,467	60,827	-	-	418	-	14,236	75,481	2.40	186	31.12.2057

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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										
29	136	691	1,600	3,776	22,407	5,773	24,790	52,970	-	-	364	-	12,397	65,731	2.09	162	31.12.2058
20	99	524	1,241	2,999	18,688	5,582	21,350	45,620	-	-	313	-	10,677	56,610	1.80	140	31.12.2059
14	74	408	988	2,444	15,989	4,776	18,266	39,031	-	-	268	-	9,135	48,433	1.54	120	31.12.2060
10	54	310	770	1,949	13,393	4,001	15,301	32,695	-	-	225	-	7,652	40,571	1.29	100	31.12.2061
8	45	272	690	1,789	12,902	1,255	12,454	26,612	-	-	183	-	6,228	33,023	1.05	82	31.12.2062
5	32	203	528	1,402	10,618	573	9,845	21,036	-	-	144	-	4,923	26,104	0.83	64	31.12.2063
(10)	(60)	(394)	(1,048)	(2,848)	(22,654)	(1,569)	-	(24,223)	26,100	-	130	-	466	2,472	0.08	6	31.12.2064
46,552	69,744	124,884	182,850	286,836	872,978	260,760	1,027,563	2,161,300	26,100	438,973	18,191	-	615,136	3,259,700	104.24	8,099	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון 0%-ב)	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 20%-ב	מהוון 15%-ב	מהוון 10%-ב	מהוון 7.5%-ב	מהוון 5%-ב	מהוון 0%-ב	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
4,173	4,448	4,755	4,922	5,099	5,486	1,639	-	7,124	-	-	54	-	1,472	8,651	0.32	25	31.12.2023
1,865	2,074	2,318	2,455	2,604	2,942	879	-	3,820	-	-	27	-	789	4,637	0.17	13	31.12.2024
1,615	1,874	2,189	2,373	2,577	3,056	913	-	3,969	-	-	30	-	1,378	5,377	0.20	16	31.12.2025
(1,398)	(1,693)	(2,067)	(2,293)	(2,549)	(3,175)	(948)	4,354	231	-	-	2	-	54	287	0.01	1	31.12.2026
(330)	(417)	(532)	(604)	(687)	(899)	(268)	1,398	231	-	-	2	-	54	286	0.01	1	31.12.2027
(6,268)	(8,265)	(11,034)	(12,813)	(14,931)	(20,502)	2,088	(9,548)	(27,962)	-	28,938	7	-	228	1,211	0.04	3	31.12.2028
944	1,299	1,813	2,154	2,569	3,705	242	1,477	5,424	-	-	38	-	1,269	6,731	0.22	17	31.12.2029
(3,487)	(5,007)	(7,306)	(8,883)	(10,849)	(16,425)	4,569	(10,881)	(22,737)	-	36,438	95	-	3,207	17,002	0.55	43	31.12.2030
1,827	2,738	4,176	5,196	6,497	10,329	1,132	10,082	21,543	-	-	148	-	5,042	26,733	0.85	66	31.12.2031
1,951	3,051	4,865	6,194	7,930	13,236	2,001	13,403	28,639	-	-	197	-	6,703	35,539	1.13	88	31.12.2032
(263)	(429)	(715)	(931)	(1,220)	(2,138)	5,620	3,063	6,544	-	28,938	244	-	8,304	44,030	1.40	109	31.12.2033
1,965	3,346	5,832	7,773	10,431	19,196	2,917	19,453	41,565	-	-	285	-	9,728	51,578	1.64	127	31.12.2034
1,842	3,271	5,961	8,130	11,171	21,584	3,630	22,181	47,395	-	-	325	-	11,092	58,812	1.87	145	31.12.2035
62	115	220	307	432	876	7,784	7,618	16,279	-	36,438	362	-	12,338	65,417	2.08	162	31.12.2036
(852)	(1,649)	(3,284)	(4,690)	(6,753)	(14,387)	10,349	(3,552)	(7,590)	-	65,376	397	-	13,524	71,707	2.28	177	31.12.2037
(209)	(422)	(878)	(1,283)	(1,892)	(4,233)	8,694	3,925	8,386	-	54,215	430	-	14,651	77,682	2.47	192	31.12.2038
1,342	2,825	6,151	9,197	13,883	32,605	3,126	31,432	67,163	-	-	461	-	15,719	83,343	2.65	206	31.12.2039
1,161	2,550	5,804	8,881	13,725	33,847	4,041	33,330	71,219	-	-	489	-	16,668	88,375	2.81	218	31.12.2040
1,003	2,299	5,470	8,565	13,551	35,089	4,956	35,228	75,274	-	-	517	-	17,617	93,407	2.97	231	31.12.2041
873	2,088	5,194	8,321	13,479	36,647	5,421	37,007	79,075	-	-	543	-	18,506	98,125	3.12	242	31.12.2042
751	1,876	4,879	7,999	13,266	37,871	6,219	38,786	82,877	-	-	569	-	19,396	102,842	3.27	254	31.12.2043
645	1,680	4,567	7,661	13,008	38,992	6,986	40,447	86,425	-	-	594	-	20,226	107,245	3.41	265	31.12.2044
556	1,511	4,296	7,373	12,818	40,342	7,389	41,989	89,720	-	-	616	-	20,998	111,334	3.54	275	31.12.2045
473	1,341	3,985	6,999	12,457	41,168	8,181	43,412	92,762	-	-	637	-	21,709	115,108	3.66	284	31.12.2046
396	1,171	3,639	6,539	11,916	41,347	9,755	44,954	96,056	-	-	660	-	22,480	119,196	3.79	294	31.12.2047
329	1,015	3,297	6,064	11,313	41,218	11,502	46,378	99,098	-	-	681	-	23,192	122,971	3.91	304	31.12.2048
278	896	3,043	5,726	10,937	41,840	12,498	47,801	102,139	-	-	701	-	23,904	126,745	4.03	313	31.12.2049
11	38	134	257	503	2,021	19,155	18,628	39,804	-	65,376	722	-	24,616	130,519	4.15	322	31.12.2050
211	741	2,749	5,416	10,843	45,732	11,707	50,529	107,968	-	-	741	-	25,268	133,978	4.26	331	31.12.2051
32	116	452	911	1,867	8,268	18,004	23,111	49,383	-	61,626	762	-	25,980	137,752	4.38	340	31.12.2052
35	133	538	1,110	2,328	10,827	16,928	24,416	52,171	-	61,626	782	-	26,633	141,212	4.49	349	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
136	542	2,296	4,848	10,415	50,851	9,555	53,139	113,544	-	-	780	-	26,573	140,897	4.48	348	31.12.2054
110	458	2,032	4,390	9,655	49,501	9,152	51,597	110,249	-	-	757	-	25,802	136,809	4.35	338	31.12.2055
89	389	1,801	3,981	8,964	48,255	8,780	50,173	107,208	-	-	736	-	25,090	133,035	4.23	329	31.12.2056
73	330	1,598	3,615	8,335	47,113	8,438	48,869	104,420	-	-	717	-	24,438	129,575	4.12	320	31.12.2057
59	279	1,415	3,274	7,728	45,867	8,066	47,445	101,379	-	-	696	-	23,726	125,801	4.00	311	31.12.2058
48	237	1,254	2,970	7,177	44,725	7,725	46,141	98,591	-	-	677	-	23,074	122,342	3.89	302	31.12.2059
38	197	1,089	2,639	6,530	42,728	8,105	44,717	95,549	-	-	656	-	22,362	118,567	3.77	293	31.12.2060
30	163	946	2,346	5,943	40,834	8,515	43,412	92,762	-	-	637	-	21,709	115,108	3.66	284	31.12.2061
26	143	866	2,196	5,696	41,088	6,913	42,226	90,227	-	-	620	-	21,116	111,963	3.56	277	31.12.2062
20	117	740	1,921	5,100	38,632	8,020	41,040	87,693	-	-	602	-	20,523	108,818	3.46	269	31.12.2063
(7)	(44)	(292)	(775)	(2,105)	(16,745)	196	-	(16,550)	26,100	-	649	-	2,371	12,570	0.40	31	31.12.2064
12,153	27,427	74,256	130,432	239,760	939,313	280,574	1,089,184	2,309,070	26,100	438,973	19,644	-	649,529	3,443,316	109.60	8,515	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון 0%-ב)	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 20%-ב	מהוון 15%-ב	מהוון 10%-ב	מהוון 7.5%-ב	מהוון 5%-ב	מהוון 0%-ב	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(4,677)	(6,436)	(8,983)	(10,673)	(12,733)	(18,359)	2,728	(13,307)	(28,938)	-	28,938	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
656	941	1,373	1,670	2,039	3,088	58	1,089	4,235	-	-	29	-	991	5,255	0.17	13	31.12.2030
1,036	1,552	2,368	2,946	3,684	5,857	885	5,931	12,672	-	-	87	-	2,966	15,725	0.50	39	31.12.2031
(2,067)	(3,232)	(5,154)	(6,561)	(8,400)	(14,021)	5,288	(7,683)	(16,416)	-	36,438	138	-	4,686	24,846	0.79	61	31.12.2032
1,524	2,486	4,146	5,400	7,078	12,405	1,753	12,454	26,612	-	-	183	-	6,228	33,023	1.05	82	31.12.2033
(336)	(572)	(997)	(1,328)	(1,783)	(3,281)	5,279	1,758	3,757	-	28,938	225	-	7,652	40,571	1.29	100	31.12.2034
1,523	2,705	4,929	6,723	9,236	17,846	2,514	17,911	38,270	-	-	263	-	8,957	47,490	1.51	117	31.12.2035
1,424	2,639	5,028	7,018	9,871	20,027	3,165	20,401	43,593	-	-	299	-	10,202	54,094	1.72	134	31.12.2036
(53)	(102)	(203)	(290)	(417)	(889)	7,257	5,602	11,970	-	36,438	332	-	11,329	60,070	1.91	148	31.12.2037
1,215	2,452	5,105	7,460	10,999	24,602	3,443	24,672	52,717	-	-	362	-	12,338	65,417	2.08	162	31.12.2038
(623)	(1,311)	(2,855)	(4,269)	(6,444)	(15,135)	10,557	(4,027)	(8,604)	-	65,376	390	-	13,287	70,449	2.24	174	31.12.2039
(181)	(399)	(908)	(1,389)	(2,146)	(5,292)	8,810	3,094	6,612	-	54,215	418	-	14,236	75,481	2.40	186	31.12.2040
899	2,062	4,905	7,680	12,151	31,463	2,785	30,128	64,376	-	-	442	-	15,066	79,884	2.54	197	31.12.2041
774	1,852	4,606	7,379	11,953	32,498	3,638	31,788	67,924	-	-	466	-	15,896	84,287	2.68	208	31.12.2042
663	1,656	4,307	7,060	11,710	33,428	4,460	33,330	71,219	-	-	489	-	16,668	88,375	2.81	218	31.12.2043
568	1,480	4,022	6,747	11,457	34,341	5,165	34,754	74,260	-	-	510	-	17,379	92,149	2.93	228	31.12.2044
484	1,317	3,743	6,424	11,168	35,151	5,839	36,058	77,048	-	-	529	-	18,032	95,609	3.04	236	31.12.2045
417	1,182	3,513	6,170	10,982	36,293	6,180	37,363	79,836	-	-	548	-	18,684	99,068	3.15	245	31.12.2046
354	1,049	3,257	5,854	10,667	37,016	6,940	38,668	82,624	-	-	567	-	19,337	102,528	3.26	253	31.12.2047
299	924	3,003	5,522	10,301	37,531	7,638	39,735	84,905	-	-	583	-	19,871	105,358	3.35	260	31.12.2048
251	810	2,750	5,176	9,885	37,817	8,700	40,922	87,439	-	-	600	-	20,464	108,503	3.45	268	31.12.2049
207	696	2,471	4,758	9,305	37,376	10,355	41,989	89,720	-	-	616	-	20,998	111,334	3.54	275	31.12.2050
174	610	2,265	4,463	8,935	37,687	11,257	43,057	92,001	-	-	632	-	21,531	114,164	3.63	282	31.12.2051
148	542	2,105	4,243	8,697	38,518	11,505	44,005	94,029	-	-	646	-	22,006	116,680	3.71	288	31.12.2052
(6)	(21)	(85)	(176)	(369)	(1,717)	18,039	14,358	30,680	-	65,376	660	-	22,480	119,196	3.79	294	31.12.2053

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה 3C (High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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 ושיקים	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										
8	32	134	283	609	2,973	16,423	17,062	36,458	-	61,626	674	-	22,955	121,712	3.87	301	31.12.2054
98	406	1,799	3,886	8,549	43,827	9,298	46,734	99,858	-	-	686	-	23,370	123,914	3.94	306	31.12.2055
10	44	205	454	1,022	5,502	15,107	18,130	38,739	-	61,626	689	-	23,489	124,543	3.96	308	31.12.2056
70	317	1,537	3,475	8,012	45,287	7,433	46,378	99,098	-	-	681	-	23,192	122,971	3.91	304	31.12.2057
58	272	1,378	3,188	7,526	44,664	7,247	45,666	97,577	-	-	670	-	22,836	121,083	3.85	299	31.12.2058
47	234	1,241	2,938	7,101	44,249	7,123	45,192	96,563	-	-	663	-	22,599	119,825	3.81	296	31.12.2059
39	201	1,112	2,695	6,667	43,626	6,937	44,480	95,043	-	-	653	-	22,243	117,938	3.75	291	31.12.2060
32	173	999	2,477	6,274	43,107	6,782	43,887	93,775	-	-	644	-	21,947	116,366	3.70	287	31.12.2061
28	155	939	2,383	6,181	44,589	4,625	43,294	92,508	-	-	635	-	21,650	114,793	3.65	284	31.12.2062
22	131	828	2,149	5,705	43,214	5,191	42,582	90,987	-	-	625	-	21,294	112,906	3.59	279	31.12.2063
(6)	(39)	(257)	(684)	(1,858)	(14,779)	(1,288)	-	(16,067)	26,100	-	681	-	2,490	13,205	0.42	33	31.12.2064
5,079	16,809	54,627	101,253	193,615	800,510	239,113	927,456	1,967,078	26,100	438,973	17,315	-	569,349	3,018,815	95.99	7,458	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 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 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.²⁰

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי תביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי תביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
92,489	94,478	96,602	97,719	98,875	101,317	24,986	-	126,303	-	56,371	42,783	-	46,243	271,700	8.84	687	31.12.2022
123,481	131,621	140,697	145,633	150,865	162,320	29,700	-	192,020	-	14,669	42,476	-	51,106	300,271	10.18	791	31.12.2023
119,689	133,126	148,774	157,575	167,122	188,802	32,514	-	221,317	-	-	39,620	-	53,521	314,457	10.27	798	31.12.2024
106,325	123,404	144,177	156,258	169,671	201,266	36,237	-	237,504	-	-	39,183	-	56,751	333,438	10.88	845	31.12.2025
91,408	110,703	135,217	149,955	166,705	207,634	38,139	-	245,774	-	-	39,136	-	63,172	348,082	11.10	862	31.12.2026
69,698	88,081	112,476	127,636	145,271	189,985	32,868	33,550	256,403	-	-	40,042	-	68,905	365,349	11.48	892	31.12.2027
51,563	67,996	90,775	105,406	122,825	168,663	26,499	81,944	277,106	-	-	40,576	-	73,841	391,523	11.94	928	31.12.2028
33,734	46,418	64,786	76,977	91,834	132,411	23,882	91,119	247,411	-	28,938	47,394	-	75,250	398,993	11.94	928	31.12.2029
27,638	39,684	57,904	70,401	85,988	130,181	33,429	124,488	288,099	-	-	40,599	-	76,402	405,101	11.94	928	31.12.2030
21,978	32,930	50,233	62,494	78,148	124,227	32,064	137,479	293,770	-	-	40,626	-	77,726	412,122	11.94	928	31.12.2031
12,183	19,047	30,377	38,670	49,508	82,635	38,893	106,908	228,437	-	65,376	40,654	-	77,743	412,210	11.94	928	31.12.2032
15,316	24,987	41,661	54,268	71,132	124,664	31,671	137,528	293,863	-	-	40,626	-	77,748	412,238	11.94	928	31.12.2033
12,448	21,191	36,938	49,235	66,072	121,585	31,227	134,429	287,241	-	-	47,445	-	77,794	412,479	11.94	928	31.12.2034
8,098	14,386	26,215	35,755	49,124	94,918	35,833	115,022	245,773	-	36,438	35,239	-	73,787	391,237	11.94	928	31.12.2035
5,516	10,224	19,478	27,184	38,237	77,576	37,779	101,478	216,834	-	65,376	35,239	-	73,787	391,237	11.94	928	31.12.2036
5,100	9,864	19,647	28,057	40,406	86,075	35,219	106,702	227,995	-	54,215	35,239	-	73,787	391,237	11.94	928	31.12.2037
5,992	12,094	25,183	36,800	54,258	121,363	28,773	132,075	282,211	-	-	35,239	-	73,787	391,237	11.94	928	31.12.2038
4,859	10,233	22,277	33,311	50,283	118,095	28,230	128,722	275,047	-	-	42,055	-	73,707	390,809	11.94	928	31.12.2039
4,137	9,091	20,690	31,656	48,923	120,647	29,424	132,017	282,088	-	-	35,239	-	73,759	391,085	11.94	928	31.12.2040
3,450	7,911	18,823	29,470	46,629	120,739	29,451	132,122	282,312	-	-	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2041
2,857	6,836	17,005	27,243	44,132	119,987	30,203	132,122	282,312	-	-	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2042
2,366	5,907	15,362	25,184	41,767	119,235	30,955	132,122	282,312	-	-	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2043
1,925	5,017	13,639	22,878	38,847	116,442	30,121	128,932	275,495	-	-	42,057	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2044
1,071	2,913	8,279	14,210	24,703	77,751	37,659	101,526	216,936	-	65,376	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2045
1,368	3,881	11,534	20,257	36,054	119,149	31,041	132,122	282,312	-	-	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2046
757	2,240	6,958	12,504	22,785	79,064	38,341	103,281	220,686	-	61,626	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2047
637	1,967	6,389	11,749	21,918	79,858	37,547	103,281	220,686	-	61,626	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2048
779	2,510	8,523	16,039	30,633	117,192	29,371	128,932	275,495	-	-	42,057	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2049
664	2,235	7,933	15,275	29,870	119,985	30,205	132,122	282,312	-	-	35,240	-	73,811	391,363	11.94	928	31.12.2050
539	1,893	7,025	13,841	27,709	116,870	29,275	128,564	274,709	-	-	35,188	-	72,032	381,928	11.64	904	31.12.2051

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 ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
426	1,561	6,057	12,212	25,030	110,849	27,476	121,684	260,009	-	-	35,087	-	68,591	363,687	11.06	859	31.12.2052
337	1,288	5,223	10,774	22,610	105,138	25,771	115,161	246,070	-	-	34,991	-	65,329	346,390	10.51	817	31.12.2053
259	1,031	4,373	9,232	19,834	96,843	23,293	105,683	225,819	-	-	41,716	-	62,185	329,721	9.98	775	31.12.2054
209	868	3,846	8,309	18,275	93,693	23,328	102,943	219,965	-	-	34,812	-	59,220	313,996	9.48	737	31.12.2055
163	709	3,287	7,264	16,359	88,061	22,622	97,369	208,053	-	-	34,730	-	56,432	299,214	9.01	700	31.12.2056
128	579	2,805	6,345	14,628	82,681	21,936	92,031	196,647	-	-	34,652	-	53,763	285,062	8.56	665	31.12.2057
99	468	2,369	5,482	12,940	76,799	22,020	86,931	185,749	-	-	34,577	-	51,212	271,538	8.13	632	31.12.2058
74	366	1,936	4,584	11,079	69,041	20,623	78,877	168,540	-	-	41,323	-	48,780	258,643	7.72	600	31.12.2059
61	313	1,731	4,193	10,375	67,888	20,278	77,560	165,727	-	-	34,439	-	46,526	246,692	7.34	570	31.12.2060
48	256	1,484	3,680	9,322	64,047	19,131	73,171	156,349	-	-	34,375	-	44,331	235,056	6.97	542	31.12.2061
39	220	1,333	3,382	8,772	63,278	15,181	69,020	147,479	-	-	34,314	-	42,255	224,048	6.62	514	31.12.2062
31	181	1,146	2,976	7,902	59,852	14,157	65,106	139,115	-	-	34,256	-	40,298	213,669	6.29	489	31.12.2063
(19)	(119)	(787)	(2,090)	(5,680)	(45,176)	34	-	(45,142)	57,745	-	7,243	-	4,613	24,458	0.72	56	31.12.2064
829,923	1,050,590	1,440,376	1,769,982	2,281,740	4,673,631	1,217,390	4,004,124	9,895,145	57,745	510,012	1,597,146	-	2,772,496	14,832,543	451.40	35,071	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צמויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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 קונדיט (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדיט (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										
116,014	118,509	121,173	122,574	124,024	127,087	32,684	-	159,771	-	56,371	48,268	-	54,233	318,642	10.65	827	31.12.2022
135,503	144,435	154,394	159,811	165,552	178,123	34,420	-	212,543	-	14,669	45,827	-	56,003	329,042	11.19	869	31.12.2023
134,307	149,385	166,944	176,820	187,533	211,861	39,402	-	251,263	-	-	43,803	-	60,521	355,588	11.65	905	31.12.2024
115,247	133,759	156,275	169,369	183,909	218,155	41,282	-	259,437	-	-	43,289	-	62,924	365,650	11.91	925	31.12.2025
94,901	114,933	140,384	155,685	173,075	215,569	40,509	4,354	260,432	-	-	43,315	-	70,602	374,349	11.91	925	31.12.2026
62,804	79,368	101,350	115,010	130,900	171,191	27,254	67,207	265,652	-	-	44,174	-	72,015	381,842	11.91	925	31.12.2027
42,418	55,936	74,674	86,710	101,040	138,747	25,774	82,095	246,617	-	28,938	44,655	-	74,429	394,639	11.94	928	31.12.2028
37,266	51,279	71,570	85,038	101,451	146,277	18,947	110,081	275,305	-	-	51,454	-	75,951	402,711	11.94	928	31.12.2029
21,527	30,910	45,101	54,835	66,976	101,398	35,172	114,354	250,923	-	36,438	44,662	-	77,175	409,197	11.94	928	31.12.2030
22,136	33,166	50,594	62,943	78,710	125,121	31,243	137,553	293,916	-	-	42,744	-	78,252	414,912	11.94	928	31.12.2031
18,370	28,719	45,801	58,306	74,647	124,596	31,787	137,570	293,952	-	-	42,787	-	78,271	415,011	11.94	928	31.12.2032
13,009	21,223	35,385	46,093	60,416	105,884	35,138	124,057	265,079	-	28,938	42,744	-	78,276	415,038	11.94	928	31.12.2033
12,455	21,203	36,959	49,263	66,109	121,653	31,247	134,506	287,406	-	-	49,563	-	78,324	415,293	11.94	928	31.12.2034
10,071	17,890	32,600	44,464	61,090	118,039	32,400	132,341	282,780	-	-	36,043	-	74,106	392,929	11.94	928	31.12.2035
6,765	12,540	23,889	33,341	46,898	95,148	35,905	115,287	246,340	-	36,438	36,043	-	74,106	392,927	11.94	928	31.12.2036
4,609	8,915	17,756	25,358	36,518	77,794	37,865	101,745	217,403	-	65,376	36,043	-	74,106	392,929	11.94	928	31.12.2037
4,244	8,566	17,837	26,065	38,431	85,961	35,635	106,968	228,564	-	54,215	36,043	-	74,106	392,929	11.94	928	31.12.2038
4,855	10,225	22,258	33,283	50,240	117,996	28,632	128,988	275,616	-	-	42,859	-	74,026	392,501	11.94	928	31.12.2039
4,131	9,077	20,658	31,609	48,850	120,465	29,914	132,289	282,668	-	-	36,043	-	74,080	392,791	11.94	928	31.12.2040
3,433	7,872	18,730	29,325	46,399	120,144	30,362	132,400	282,906	-	-	36,044	-	74,136	393,086	11.94	928	31.12.2041
2,861	6,845	17,028	27,279	44,190	120,144	30,362	132,400	282,906	-	-	36,044	-	74,136	393,086	11.94	928	31.12.2042
2,377	5,936	15,437	25,306	41,969	119,811	30,695	132,400	282,906	-	-	36,044	-	74,136	393,086	11.94	928	31.12.2043
1,929	5,027	13,667	22,926	38,928	116,685	30,193	129,209	276,088	-	-	42,861	-	74,136	393,085	11.94	928	31.12.2044
1,646	4,476	12,722	21,837	37,961	119,478	31,028	132,400	282,906	-	-	36,044	-	74,136	393,086	11.94	928	31.12.2045
1,367	3,879	11,525	20,242	36,027	119,059	31,447	132,400	282,906	-	-	36,044	-	74,136	393,086	11.94	928	31.12.2046
1,128	3,340	10,375	18,647	33,978	117,902	32,622	132,416	282,939	-	-	36,044	-	74,144	393,127	11.94	928	31.12.2047
930	2,874	9,334	17,165	32,023	116,675	34,041	132,585	283,302	-	-	36,046	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2048
753	2,426	8,237	15,500	29,605	113,259	33,831	129,395	276,484	-	-	42,863	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2049
415	1,397	4,958	9,546	18,668	74,986	40,950	101,989	217,926	-	65,376	36,046	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2050
542	1,904	7,066	13,922	27,871	117,555	33,161	132,585	283,302	-	-	36,046	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2051
303	1,110	4,308	8,686	17,803	78,846	39,086	103,744	221,676	-	61,626	36,046	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2052
257	983	3,987	8,225	17,260	80,263	37,669	103,744	221,676	-	61,626	36,046	-	74,228	393,576	11.94	928	31.12.2053
311	1,239	5,254	11,092	23,830	116,352	29,120	127,971	273,443	-	-	42,842	-	73,517	389,802	11.82	918	31.12.2054
260	1,080	4,789	10,345	22,754	116,653	29,210	128,315	274,178	-	-	35,983	-	72,093	382,254	11.58	900	31.12.2055
212	920	4,264	9,426	21,227	114,265	28,497	125,587	268,349	-	-	35,943	-	70,729	375,020	11.35	882	31.12.2056
173	784	3,799	8,593	19,812	111,981	27,814	122,978	262,773	-	-	35,905	-	69,424	368,101	11.13	865	31.12.2057

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (BCM) 100%	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט (הנפט) 100%	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
141	667	3,380	7,823	18,466	109,593	27,101	120,250	256,944	-	-	35,865	-	68,060	360,868	10.90	847	31.12.2058
112	554	2,934	6,947	16,789	104,620	25,616	114,568	244,804	-	-	42,645	-	66,814	354,263	10.69	831	31.12.2059
93	481	2,661	6,447	15,952	104,377	26,519	115,149	246,045	-	-	35,790	-	65,509	347,344	10.47	813	31.12.2060
76	406	2,351	5,829	14,766	101,445	26,620	112,658	240,723	-	-	35,753	-	64,263	340,740	10.26	797	31.12.2061
63	353	2,139	5,427	14,074	101,524	23,844	110,286	235,654	-	-	35,718	-	63,077	334,449	10.06	782	31.12.2062
51	297	1,877	4,874	12,942	98,030	24,641	107,914	230,585	-	-	35,684	-	61,891	328,159	9.86	766	31.12.2063
(16)	(98)	(646)	(1,715)	(4,662)	(37,082)	2,452	-	(34,630)	57,745	-	7,941	-	7,219	38,274	1.15	89	31.12.2064
880,051	1,104,791	1,505,781	1,850,269	2,394,999	5,057,629	1,332,091	4,442,739	10,832,458	57,745	510,012	1,672,643	-	3,008,433	16,081,291	488.93	37,986	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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 מז (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										
125,096	127,786	130,658	132,169	133,733	137,035	35,655	-	172,691	-	56,371	48,944	-	57,022	335,027	11.24	873	31.12.2022
144,140	153,642	164,236	169,998	176,106	189,477	37,812	-	227,289	-	14,669	48,116	-	59,497	349,571	11.91	925	31.12.2023
137,376	152,799	170,759	180,860	191,819	216,703	40,848	-	257,551	-	-	45,421	-	62,143	365,115	11.94	928	31.12.2024
115,166	133,665	156,166	169,251	183,780	218,002	41,236	-	259,238	-	-	44,858	-	64,479	368,575	11.94	928	31.12.2025
93,329	113,030	138,059	153,107	170,208	211,999	39,443	9,128	260,569	-	-	45,004	-	71,027	376,600	11.94	928	31.12.2026
61,966	78,309	99,998	113,476	129,154	168,908	26,572	70,767	266,247	-	-	45,865	-	72,547	384,659	11.94	928	31.12.2027
47,733	62,946	84,033	97,577	113,703	156,135	22,757	96,021	274,913	-	-	46,343	-	74,672	395,928	11.94	928	31.12.2028
31,432	43,251	60,365	71,725	85,568	123,376	21,183	101,398	245,958	-	28,938	53,139	-	76,248	404,282	11.94	928	31.12.2029
26,157	37,558	54,802	66,628	81,381	123,206	31,346	132,558	287,109	-	-	46,347	-	77,508	410,964	11.94	928	31.12.2030
21,985	32,940	50,248	62,513	78,173	124,266	32,076	137,534	293,876	-	-	43,456	-	78,409	415,741	11.94	928	31.12.2031
14,929	23,340	37,222	47,384	60,664	101,256	36,244	120,958	258,458	-	36,438	41,818	-	78,265	414,980	11.94	928	31.12.2032
15,327	25,004	41,689	54,305	71,180	124,749	32,561	138,386	295,696	-	-	40,523	-	78,150	414,369	11.94	928	31.12.2033
10,581	18,013	31,398	41,850	56,162	103,349	34,855	121,578	259,782	-	28,938	47,986	-	78,263	414,970	11.94	928	31.12.2034
10,065	17,880	32,582	44,439	61,055	117,972	32,380	132,265	282,617	-	-	36,285	-	74,125	393,026	11.94	928	31.12.2035
8,388	15,547	29,619	41,338	58,146	117,969	32,382	132,263	282,614	-	-	36,285	-	74,124	393,023	11.94	928	31.12.2036
5,633	10,895	21,699	30,988	44,626	95,066	35,901	115,212	246,179	-	36,438	36,285	-	74,125	393,026	11.94	928	31.12.2037
5,865	11,836	24,647	36,016	53,102	118,778	31,574	132,265	282,617	-	-	36,285	-	74,125	393,026	11.94	928	31.12.2038
3,063	6,451	14,043	20,999	31,698	74,446	37,315	98,316	210,077	-	65,376	43,101	-	74,044	392,598	11.94	928	31.12.2039
2,932	6,444	14,666	22,440	34,679	85,521	35,936	106,845	228,301	-	54,215	36,284	-	74,101	392,902	11.94	928	31.12.2040
3,455	7,923	18,852	29,516	46,701	120,926	29,507	132,336	282,768	-	-	36,285	-	74,160	393,214	11.94	928	31.12.2041
2,869	6,866	17,079	27,361	44,323	120,506	29,926	132,336	282,768	-	120,506	36,285	-	74,160	393,214	11.94	928	31.12.2042
2,383	5,950	15,472	25,364	42,066	120,087	30,345	132,336	282,768	-	-	36,285	-	74,160	393,214	11.94	928	31.12.2043
1,934	5,039	13,700	22,980	39,020	116,961	29,844	129,144	275,948	-	-	43,103	-	74,160	393,211	11.94	928	31.12.2044
1,646	4,474	12,716	21,827	37,943	119,422	31,011	132,336	282,768	-	-	36,285	-	74,160	393,214	11.94	928	31.12.2045
1,371	3,890	11,560	20,304	36,136	119,422	31,011	132,336	282,768	-	-	36,285	-	74,160	393,214	11.94	928	31.12.2046
1,139	3,372	10,475	18,825	34,303	119,031	31,438	132,368	282,838	-	-	36,286	-	74,176	393,300	11.94	928	31.12.2047
948	2,929	9,514	17,496	32,641	118,925	31,951	132,725	283,601	-	-	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2048
767	2,471	8,391	15,791	30,160	115,381	31,868	129,535	276,784	-	-	43,107	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2049
647	2,175	7,722	14,869	29,076	116,798	34,078	132,725	283,601	-	-	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2050
536	1,882	6,983	13,758	27,544	116,174	34,701	132,725	283,601	-	-	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2051
447	1,636	6,348	12,798	26,232	116,174	34,701	132,725	283,601	-	-	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2052
241	920	3,731	7,697	16,152	75,109	40,987	102,129	218,225	-	65,376	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2053
203	811	3,440	7,262	15,601	76,176	38,288	100,694	215,158	-	61,626	43,107	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2054
265	1,103	4,889	10,561	23,230	119,096	31,780	132,725	283,601	-	-	36,289	-	74,355	394,245	11.94	928	31.12.2055
148	644	2,983	6,594	14,850	79,940	37,342	103,173	220,454	-	61,626	36,279	-	73,999	392,358	11.88	923	31.12.2056
184	833	4,037	9,131	21,053	118,998	29,450	130,590	279,039	-	-	36,258	-	73,287	388,584	11.76	914	31.12.2057

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות אפשריות 3P+3C (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)

רכיבי התזרים

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט (BCM)	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										
152	717	3,632	8,405	19,841	117,753	29,078	129,167	275,998	-	-	36,237	-	72,575	384,810	11.64	904	31.12.2058
122	603	3,191	7,558	18,265	113,818	27,903	124,672	266,393	-	-	43,035	-	71,923	381,351	11.53	896	31.12.2059
103	531	2,941	7,126	17,631	115,365	28,365	126,439	270,169	-	-	36,197	-	71,211	377,577	11.41	886	31.12.2060
85	457	2,647	6,563	16,626	114,223	28,024	125,134	267,381	-	-	36,178	-	70,559	374,117	11.30	878	31.12.2061
72	404	2,443	6,197	16,073	115,945	24,818	123,829	264,593	-	-	36,159	-	69,906	370,658	11.19	869	31.12.2062
59	345	2,182	5,666	15,044	113,948	25,198	122,406	261,552	-	-	36,138	-	69,194	366,884	11.07	860	31.12.2063
(14)	(86)	(569)	(1,511)	(4,108)	(32,669)	1,699	-	(30,971)	57,745	-	8,185	-	8,126	43,085	1.30	101	31.12.2064
900,927	1,127,224	1,531,248	1,879,202	2,431,341	5,155,721	1,361,391	4,550,079	11,067,191	57,745	510,012	1,691,776	-	3,067,625	16,394,349	498.31	38,715	סה"כ

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2021
(באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²¹

שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
754,460	956,949	1,311,806	4,202,216	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	903,909	1,142,828	1,567,856	5,146,011	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
800,143	1,006,369	1,371,325	4,547,060	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	958,924	1,202,738	1,640,789	5,573,707	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
818,640	1,026,085	1,393,455	4,632,117	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	979,892	1,225,034	1,665,987	5,678,814	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
715,161	908,539	1,246,090	3,966,849	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	940,776	1,189,063	1,632,116	5,384,499	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
758,484	955,219	1,301,957	4,289,756	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	996,513	1,249,615	1,705,942	5,829,034	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
776,285	974,256	1,323,353	4,370,069	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,018,142	1,272,575	1,731,881	5,938,912	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²¹ לענין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא בוצעו שינויים בתחזית הקידוחים להתאמה לכמות הקידוחים הנדרשת ולא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

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%				
675,483	859,724	1,180,006	3,731,834	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	975,710	1,233,058	1,693,792	5,619,647	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
716,365	903,810	1,232,746	4,034,961	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,034,824	1,297,414	1,772,294	6,086,516	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
733,499	922,114	1,253,219	4,109,767	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,057,033	1,321,063	1,799,155	6,201,896	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%				
753,000	954,933	1,308,726	4,188,972	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	904,859	1,142,640	1,559,174	4,687,123	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
798,645	1,004,302	1,368,160	4,532,753	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	958,585	1,201,099	1,630,312	5,062,259	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
817,154	1,024,030	1,390,297	4,617,577	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	980,932	1,225,079	1,657,627	5,161,061	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
712,924	905,462	1,241,418	3,946,988	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	941,982	1,188,000	1,616,216	4,679,846	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
756,188	952,066	1,297,158	4,268,292	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	997,923	1,249,160	1,691,654	5,077,442	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
774,856	972,168	1,319,860	4,350,249	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,019,546	1,272,122	1,717,454	5,160,960	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²²				
672,412	855,515	1,173,652	3,705,224	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	977,082	1,230,954	1,670,672	4,707,461	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
713,215	899,506	1,226,242	4,006,300	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	1,036,486	1,296,059	1,750,575	5,076,948	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
731,072	918,737	1,247,904	4,082,653	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	1,058,690	1,319,716	1,777,270	5,159,838	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²² לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שייכתן 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 הנוכחי לבין ההערכות שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מהפקה של כ-282 BCF גז טבעי וכ-625 אלפי חביות קונדנסט שהתבצעה במהלך הרבעונים השני, השלישי והרביעי של שנת 2021.

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי בשנת 2021 בפרויקט לווייתן:^{24,23}

רבעון 2 ⁵⁴	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
12,789	14,976	14,654	14,380	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
5.23	5.40	5.03	5.00	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.59	0.61	0.57	0.56	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
0.28	0.29	0.27	0.27	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 ²⁶
0.86	0.58	0.60	0.58	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ^{28,27}
3.50	3.92	3.59	3.59	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.63	0.74	0.72	0.73	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב-%)

²³ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

²⁴ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת קונדנסט במהלך שנת 2021 עלו על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הוא תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי, לא הוצגו בטבלה לעיל נתונים נפרדים בקשר להפקת הקונדנסט. כל העלויות וההוצאות בקשר עם הפקת הקונדנסט, יוחסו להפקת הגז הטבעי.

²⁵ נתוני ההפקה לרבעון הרביעי לשנת 2021 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁶ לפרטים בקשר עם תמלוגי העל ראו ביאור 16ג'ד' לדוחות הכספיים הכלולים בדוח התקופתי.

²⁷ יצוין כי עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז באמצעות מערכת ההולכה של נתג'ז לצורך אספקת הגז למצרים בסך של כ- 12.5 מיליון דולר ברבעון הראשון לשנת 2021, בסך של כ- 11.5 מיליון דולר ברבעון השני לשנת 2021, בסך של כ- 13.6 מיליון דולר ברבעון השלישי לשנת 2021 ובסך של כ- 16.8 מיליון דולר ברבעון הרביעי לשנת 2021 (במונחי 100%).

²⁸ יודגש כי עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינן כוללות את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר, עלויות נטישה עתידיות ותשלומי היטל ומס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספת א' דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן מצורפת כנספת א' לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20 בפברואר 2022;
- (2) ציון שם התאגיד: רציו חיפושי נפט (1992) - 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- (2018) Resources Management (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות;

ליגד רוטלוי

השותפים במאגר לווייתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:

15.00%	שותפות
39.66%	Chevron Mediterranean Ltd.
45.34%	דלק קידוחים, שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

רציו חיפושי נפט בע"מ

השותף הכללי רציו חיפושי נפט (1992) - שותפות מוגבלת

על-ידי ליגד רוטלוי, יו"ר

נספח א' - דוח העתודות והמשאבים במאגר לוויתן שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021
והסכמת NSAI להכללתו בדוח המיידני

February 20, 2022


Mr. Ligad Rotlevy
Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership
Ratio Oil Explorations (Finance) Ltd.
85 Yehuda Halevi Street
Tel Aviv 65796
Israel

Dear Mr. Rotlevy:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership (Ratio) and Ratio Oil Explorations (Finance) Ltd. to use our report dated February 20, 2022, 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, 2021, to the Ratio interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The February 20 report also sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2021, to the Ratio interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

RBT:PNH

ESTIMATES
of
**RESERVES AND FUTURE REVENUE AND
CONTINGENT RESOURCES AND CASH FLOW**
to the
**RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED
PARTNERSHIP INTEREST**
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
**LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15
OFFSHORE ISRAEL**
as of
DECEMBER 31, 2021

BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS
specified by
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP

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

February 20, 2022

Ratio Oil Exploration (1992) Limited Partnership
85 Yehuda Halevi Street
Tel Aviv 65796
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, 2021, to the Ratio Oil Exploration (1992) 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, 2021, 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 February 17, 2022, exchange rate was 3.21 Israeli New 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, 2021, to be:

February 20, 2022
Page 2 of 6

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	12,259.8	1,839.0	27.0	4.0
Probable	1,136.1	170.4	2.5	0.4
Proved + Probable (2P)	13,395.9	2,009.4	29.5	4.4
Possible	811.9	121.8	1.8	0.3
Proved + Probable + Possible (3P)	14,207.8	2,131.2	31.3	4.7

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, 2021, 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)	3,800.7	1,994.9	1,315.5	980.8	783.4
Probable	317.7	160.3	116.0	96.5	84.5
Proved + Probable (2P)	4,118.3	2,155.2	1,431.5	1,077.4	867.9
Possible	236.9	82.5	45.1	33.1	27.9
Proved + Probable + Possible (3P)	4,355.2	2,237.7	1,476.6	1,110.4	895.8

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, 2021, 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 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 finalization of additional gas contracts, sanctioning of additional Phase I – First Stage drilling and flowline installation, and project sanctioning for additional future development. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2021, to be:

Development Phase	Gross (100%) Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	3,681.2	3,870.5	3,389.9	8.1	8.5	7.5
Future Development	407.4	5,023.9	9,624.8	0.9	11.1	21.2
Total	4,088.6	8,894.4	13,014.7	9.0	19.6	28.6

Totals may not add because of rounding.

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

We estimate the Ratio working interest contingent resources by development phase for these properties, as of December 31, 2021, to be:

Development Phase	Working Interest Contingent Resources					
	Gas (BCF)			Condensate (MMBBL)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Phase I – First Stage ⁽¹⁾	552.2	580.6	508.5	1.2	1.3	1.1
Future Development	61.1	753.6	1,443.7	0.1	1.7	3.2
Total	613.3	1,334.2	1,952.2	1.3	2.9	4.3

Totals may not add because of rounding.

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

As requested, economic analysis was only performed on the Phase I – First Stage contingent resources. We estimate the net contingent cash flow after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2021, 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)	873.0	286.8	124.9	69.7	46.6
Best Estimate (2C)	939.3	239.8	74.3	27.4	12.2
High Estimate (3C)	800.5	193.6	54.6	16.8	5.1

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 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, 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.

February 20, 2022

Page 5 of 6

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves and contingent resources have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by 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. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table X. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2021, 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.

February 20, 2022
Page 6 of 6


QUALIFICATIONS

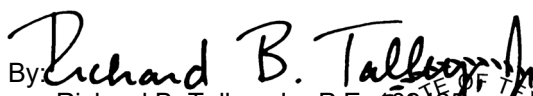

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any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

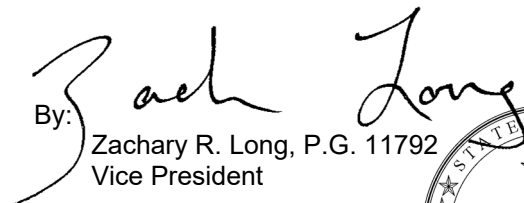
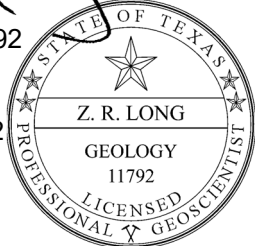
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2004 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.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President
Date Signed: February 20, 2022
RBT:PNH


By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President
Date Signed: February 20, 2022


PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Petroleum.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

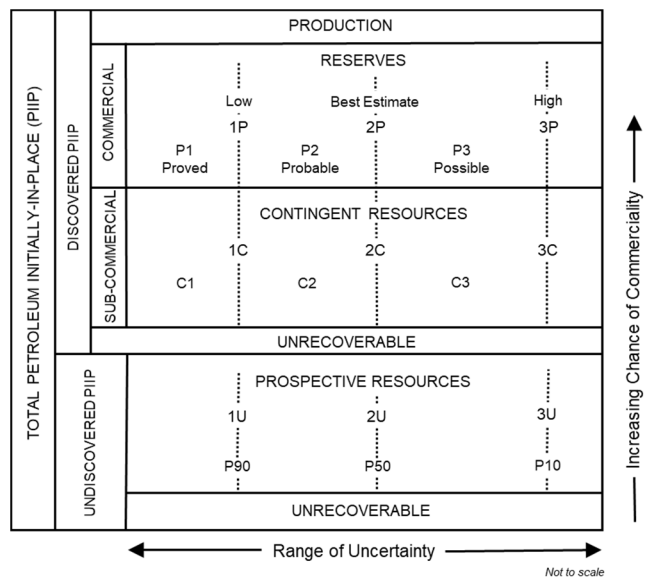


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

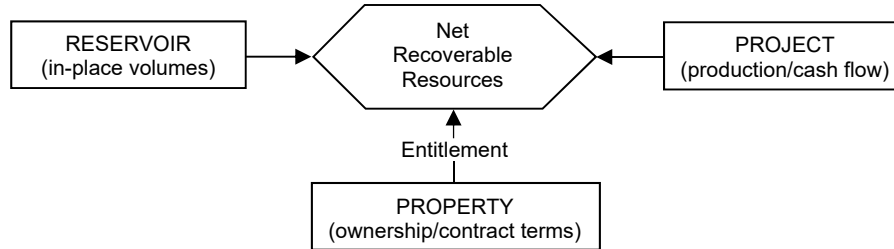


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

2.2 Resources Categorization

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

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

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

2.2.1 Range of Uncertainty

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

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

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

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

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

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

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

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

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

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	271.7	31.2	15.0	0.0	46.2	56.4	0.0	42.8	126.3
12-31-2023	289.2	33.3	16.0	0.0	49.2	14.7	0.0	42.4	182.9
12-31-2024	307.1	35.3	17.0	0.0	52.3	0.0	0.0	39.6	215.2
12-31-2025	310.9	35.7	17.2	0.0	52.9	0.0	0.0	39.0	218.9
12-31-2026	317.7	36.5	19.8	0.0	56.3	0.0	0.0	39.0	222.4
12-31-2027	324.1	37.3	23.9	0.0	61.1	0.0	0.0	39.8	223.2
12-31-2028	334.0	38.4	24.6	0.0	63.0	0.0	0.0	40.3	230.8
12-31-2029	340.9	39.2	25.1	0.0	64.3	0.0	0.0	47.1	229.5
12-31-2030	346.4	39.8	25.5	0.0	65.3	0.0	0.0	40.3	240.8
12-31-2031	352.4	40.5	25.9	0.0	66.5	0.0	0.0	40.3	245.6
12-31-2032	352.5	40.5	25.9	0.0	66.5	0.0	0.0	40.3	245.7
12-31-2033	352.5	40.5	25.9	0.0	66.5	0.0	0.0	40.3	245.7
12-31-2034	352.7	40.6	26.0	0.0	66.5	0.0	0.0	47.1	239.1
12-31-2035	331.5	38.1	24.4	0.0	62.5	0.0	0.0	34.9	234.1
12-31-2036	331.5	38.1	24.4	0.0	62.5	0.0	0.0	34.9	234.1
Subtotal	4,914.8	565.2	336.5	0.0	901.7	71.0	0.0	608.0	3,334.1
Remaining	6,658.0	765.7	490.0	0.0	1,255.7	0.0	31.6	970.9	4,399.7
Total	11,572.8	1,330.9	826.5	0.0	2,157.4	71.0	31.6	1,579.0	7,733.8

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)
12-31-2022	0.0	0.0	126.3	23.0	25.0	101.3	98.9	96.6	94.5	92.5
12-31-2023	0.0	0.0	182.9	23.0	27.6	155.3	144.3	134.6	125.9	118.1
12-31-2024	0.0	0.0	215.2	23.0	31.1	184.1	163.0	145.1	129.8	116.7
12-31-2025	0.0	0.0	218.9	23.0	32.0	186.9	157.6	133.9	114.6	98.8
12-31-2026	0.0	0.0	222.4	23.0	32.8	189.6	152.2	123.5	101.1	83.5
12-31-2027	5.2	11.6	211.6	23.0	30.3	181.3	138.6	107.3	84.1	66.5
12-31-2028	25.7	59.4	171.4	23.0	21.0	150.3	109.5	80.9	60.6	46.0
12-31-2029	32.7	75.0	154.5	23.0	17.2	137.4	95.3	67.2	48.2	35.0
12-31-2030	38.5	92.8	148.0	23.0	30.5	117.5	77.6	52.2	35.8	24.9
12-31-2031	44.0	108.0	137.6	23.0	28.4	109.2	68.7	44.1	28.9	19.3
12-31-2032	46.8	115.0	130.7	23.0	27.4	103.3	61.9	38.0	23.8	15.2
12-31-2033	46.8	115.0	130.7	23.0	27.9	102.8	58.6	34.3	20.6	12.6
12-31-2034	46.8	111.9	127.2	23.0	27.5	99.7	54.2	30.3	17.4	10.2
12-31-2035	46.8	109.5	124.5	23.0	28.6	95.9	49.6	26.5	14.5	8.2
12-31-2036	46.8	109.5	124.5	23.0	28.6	95.9	47.3	24.1	12.6	6.8
Subtotal		907.7	2,426.4		415.9	2,010.6	1,477.3	1,138.7	912.5	754.4
Remaining		2,068.9	2,330.9		540.8	1,790.1	517.6	176.8	68.4	29.0
Total		2,976.6	4,757.3		956.6	3,800.7	1,994.9	1,315.5	980.8	783.4

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and 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 OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	46.9	5.4	2.6	0.0	8.0	0.0	0.0	5.5	33.5
12-31-2023	31.2	3.6	1.7	0.0	5.3	0.0	0.0	3.4	22.5
12-31-2024	43.9	5.0	2.4	0.0	7.5	0.0	0.0	4.2	32.2
12-31-2025	49.4	5.7	3.0	0.0	8.6	0.0	0.0	4.2	36.6
12-31-2026	56.4	6.5	7.7	0.0	14.2	0.0	0.0	4.3	37.8
12-31-2027	57.5	6.6	4.2	0.0	10.8	0.0	0.0	4.4	42.3
12-31-2028	59.4	6.8	4.4	0.0	11.2	0.0	0.0	4.4	43.8
12-31-2029	55.1	6.3	4.1	0.0	10.4	0.0	0.0	4.3	40.4
12-31-2030	45.8	5.3	3.4	0.0	8.6	0.0	0.0	4.3	32.9
12-31-2031	35.8	4.1	2.6	0.0	6.8	0.0	0.0	2.3	26.8
12-31-2032	27.0	3.1	2.0	0.0	5.1	0.0	0.0	2.3	19.7
12-31-2033	18.5	2.1	1.4	0.0	3.5	0.0	0.0	2.2	12.8
12-31-2034	11.0	1.3	0.8	0.0	2.1	0.0	0.0	2.2	6.8
12-31-2035	2.6	0.3	0.2	0.0	0.5	0.0	0.0	0.8	1.3
12-31-2036	-4.0	-0.5	-0.3	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.8	-4.0
Subtotal	536.6	61.7	40.2	0.0	101.9	0.0	0.0	49.5	385.2
Remaining	528.5	60.8	38.9	0.0	99.7	0.0	0.0	24.5	404.3
Total	1,065.1	122.5	79.1	0.0	201.5	0.0	0.0	74.0	789.5

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)
12-31-2022	0.0	0.0	33.5	23.0	7.7	25.8	25.1	24.6	24.0	23.5
12-31-2023	0.0	0.0	22.5	23.0	5.2	17.3	16.1	15.0	14.1	13.2
12-31-2024	0.0	0.0	32.2	23.0	7.4	24.8	21.9	19.5	17.5	15.7
12-31-2025	0.0	0.0	36.6	23.0	8.4	28.2	23.7	20.2	17.3	14.9
12-31-2026	0.0	0.0	37.8	23.0	8.7	29.1	23.4	19.0	15.5	12.8
12-31-2027	24.8	54.2	-12.0	23.0	-2.8	-9.2	-7.1	-5.5	-4.3	-3.4
12-31-2028	33.4	32.2	11.6	23.0	2.7	8.9	6.5	4.8	3.6	2.7
12-31-2029	40.2	33.6	6.8	23.0	1.6	5.2	3.6	2.5	1.8	1.3
12-31-2030	45.8	32.4	0.5	23.0	0.1	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1
12-31-2031	46.8	19.5	7.3	23.0	1.7	5.6	3.5	2.3	1.5	1.0
12-31-2032	46.8	9.2	10.4	23.0	2.4	8.0	4.8	3.0	1.9	1.2
12-31-2033	46.8	6.0	6.8	23.0	1.6	5.3	3.0	1.8	1.1	0.6
12-31-2034	46.8	3.2	3.6	23.0	0.8	2.8	1.5	0.8	0.5	0.3
12-31-2035	46.8	0.6	0.7	23.0	0.2	0.5	0.3	0.2	0.1	0.0
12-31-2036	46.8	-1.9	-2.1	23.0	-0.5	-1.6	-0.8	-0.4	-0.2	-0.1
Subtotal		189.1	196.1		45.1	151.0	125.9	107.9	94.4	83.9
Remaining		187.9	216.4		49.8	166.6	34.4	8.2	2.2	0.6
Total		377.0	412.5		94.9	317.7	160.3	116.0	96.5	84.5

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, 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 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 OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	318.6	36.6	17.6	0.0	54.2	56.4	0.0	48.3	159.8
12-31-2023	320.4	36.8	17.7	0.0	54.5	14.7	0.0	45.8	205.4
12-31-2024	351.0	40.4	19.4	0.0	59.7	0.0	0.0	43.8	247.4
12-31-2025	360.3	41.4	20.1	0.0	61.5	0.0	0.0	43.3	255.5
12-31-2026	374.1	43.0	27.5	0.0	70.5	0.0	0.0	43.3	260.2
12-31-2027	381.6	43.9	28.1	0.0	72.0	0.0	0.0	44.2	265.4
12-31-2028	393.4	45.2	29.0	0.0	74.2	0.0	0.0	44.6	274.6
12-31-2029	396.0	45.5	29.1	0.0	74.7	0.0	0.0	51.4	269.9
12-31-2030	392.2	45.1	28.9	0.0	74.0	0.0	0.0	44.6	273.7
12-31-2031	388.2	44.6	28.6	0.0	73.2	0.0	0.0	42.6	272.4
12-31-2032	379.5	43.6	27.9	0.0	71.6	0.0	0.0	42.6	265.3
12-31-2033	371.0	42.7	27.3	0.0	70.0	0.0	0.0	42.5	258.5
12-31-2034	363.7	41.8	26.8	0.0	68.6	0.0	0.0	49.3	245.8
12-31-2035	334.1	38.4	24.6	0.0	63.0	0.0	0.0	35.7	235.4
12-31-2036	327.5	37.7	24.1	0.0	61.8	0.0	0.0	35.7	230.1
Subtotal	5,451.5	626.9	376.6	0.0	1,003.5	71.0	0.0	657.6	3,719.4
Remaining	7,186.5	826.4	528.9	0.0	1,355.4	0.0	31.6	995.4	4,804.0
Total	12,638.0	1,453.4	905.5	0.0	2,358.9	71.0	31.6	1,653.0	8,523.4

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)
12-31-2022	0.0	0.0	159.8	23.0	32.7	127.1	124.0	121.2	118.5	116.0
12-31-2023	0.0	0.0	205.4	23.0	32.8	172.6	160.5	149.6	140.0	131.3
12-31-2024	0.0	0.0	247.4	23.0	38.5	208.9	184.9	164.6	147.3	132.4
12-31-2025	0.0	0.0	255.5	23.0	40.4	215.1	181.3	154.1	131.9	113.6
12-31-2026	0.0	0.0	260.2	23.0	41.5	218.7	175.6	142.5	116.6	96.3
12-31-2027	24.8	65.8	199.6	23.0	27.5	172.1	131.6	101.9	79.8	63.1
12-31-2028	33.4	91.6	182.9	23.0	23.7	159.2	116.0	85.7	64.2	48.7
12-31-2029	40.2	108.6	161.3	23.0	18.7	142.6	98.9	69.8	50.0	36.3
12-31-2030	45.8	125.2	148.4	23.0	30.6	117.8	77.8	52.4	35.9	25.0
12-31-2031	46.8	127.5	144.9	23.0	30.1	114.8	72.2	46.4	30.4	20.3
12-31-2032	46.8	124.2	141.1	23.0	29.8	111.4	66.7	40.9	25.7	16.4
12-31-2033	46.8	121.0	137.5	23.0	29.5	108.0	61.6	36.1	21.7	13.3
12-31-2034	46.8	115.1	130.8	23.0	28.3	102.5	55.7	31.1	17.9	10.5
12-31-2035	46.8	110.2	125.2	23.0	28.8	96.5	49.9	26.6	14.6	8.2
12-31-2036	46.8	107.7	122.4	23.0	28.1	94.3	46.5	23.7	12.4	6.7
Subtotal		1,096.8	2,622.5		461.0	2,161.6	1,603.3	1,246.6	1,006.8	838.3
Remaining		2,256.8	2,547.3		590.5	1,956.7	552.0	184.9	70.5	29.6
Total		3,353.6	5,169.8		1,051.5	4,118.3	2,155.2	1,431.5	1,077.4	867.9

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, 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 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 OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	16.4	1.9	0.9	0.0	2.8	0.0	0.0	0.7	12.9
12-31-2023	29.2	3.4	1.6	0.0	5.0	0.0	0.0	2.3	21.9
12-31-2024	14.2	1.6	0.8	0.0	2.4	0.0	0.0	1.6	10.1
12-31-2025	8.3	1.0	2.0	0.0	2.9	0.0	0.0	1.6	3.8
12-31-2026	2.5	0.3	0.2	0.0	0.5	0.0	0.0	1.7	0.4
12-31-2027	3.1	0.4	0.2	0.0	0.6	0.0	0.0	1.7	0.8
12-31-2028	2.5	0.3	0.2	0.0	0.5	0.0	0.0	1.7	0.3
12-31-2029	8.3	1.0	0.6	0.0	1.6	0.0	0.0	1.7	5.0
12-31-2030	13.5	1.6	1.0	0.0	2.5	0.0	0.0	1.8	9.2
12-31-2031	11.8	1.4	0.9	0.0	2.2	0.0	0.0	0.8	8.8
12-31-2032	10.7	1.2	0.8	0.0	2.0	0.0	0.0	-0.9	9.6
12-31-2033	10.3	1.2	0.8	0.0	1.9	0.0	0.0	-2.2	10.5
12-31-2034	10.7	1.2	0.8	0.0	2.0	0.0	0.0	-1.5	10.2
12-31-2035	11.4	1.3	0.8	0.0	2.2	0.0	0.0	0.3	9.0
12-31-2036	11.4	1.3	0.8	0.0	2.2	0.0	0.0	0.3	9.0
Subtotal	164.3	18.9	12.4	0.0	31.3	0.0	0.0	11.6	121.5
Remaining	573.2	65.9	42.2	0.0	108.1	0.0	0.0	9.9	455.3
Total	737.6	84.8	54.6	0.0	139.4	0.0	0.0	21.5	576.7

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)
12-31-2022	0.0	0.0	12.9	23.0	3.0	9.9	9.7	9.5	9.3	9.1
12-31-2023	0.0	0.0	21.9	23.0	5.0	16.8	15.7	14.6	13.7	12.8
12-31-2024	0.0	0.0	10.1	23.0	2.3	7.8	6.9	6.1	5.5	4.9
12-31-2025	0.0	0.0	3.8	23.0	0.9	2.9	2.4	2.1	1.8	1.5
12-31-2026	3.5	9.1	-8.8	23.0	-2.0	-6.7	-5.4	-4.4	-3.6	-3.0
12-31-2027	26.6	5.0	-4.1	23.0	-1.0	-3.2	-2.4	-1.9	-1.5	-1.2
12-31-2028	34.9	4.4	-4.0	23.0	-0.9	-3.1	-2.3	-1.7	-1.3	-1.0
12-31-2029	41.7	6.1	-1.1	23.0	-0.2	-0.8	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2
12-31-2030	46.5	6.2	3.0	23.0	0.7	2.3	1.5	1.0	0.7	0.5
12-31-2031	46.8	4.1	4.7	23.0	1.1	3.6	2.3	1.5	1.0	0.6
12-31-2032	46.8	4.5	5.1	23.0	1.2	3.9	2.3	1.4	0.9	0.6
12-31-2033	46.8	4.9	5.6	23.0	1.3	4.3	2.5	1.4	0.9	0.5
12-31-2034	46.8	4.8	5.4	23.0	1.2	4.2	2.3	1.3	0.7	0.4
12-31-2035	46.8	4.2	4.8	23.0	1.1	3.7	1.9	1.0	0.6	0.3
12-31-2036	46.8	4.2	4.8	23.0	1.1	3.7	1.8	0.9	0.5	0.3
Subtotal		57.5	64.0		14.7	49.3	38.6	32.5	28.8	26.3
Remaining		211.6	243.7		56.0	187.6	43.9	12.6	4.3	1.7
Total		269.1	307.7		70.8	236.9	82.5	45.1	33.1	27.9

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, 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 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 OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	335.0	38.5	18.5	0.0	57.0	56.4	0.0	48.9	172.7
12-31-2023	349.6	40.2	19.3	0.0	59.5	14.7	0.0	48.1	227.3
12-31-2024	365.1	42.0	20.2	0.0	62.1	0.0	0.0	45.4	257.6
12-31-2025	368.6	42.4	22.1	0.0	64.5	0.0	0.0	44.9	259.2
12-31-2026	376.6	43.3	27.7	0.0	71.0	0.0	0.0	45.0	260.6
12-31-2027	384.7	44.2	28.3	0.0	72.5	0.0	0.0	45.9	266.2
12-31-2028	395.9	45.5	29.1	0.0	74.7	0.0	0.0	46.3	274.9
12-31-2029	404.3	46.5	29.8	0.0	76.2	0.0	0.0	53.1	274.9
12-31-2030	405.7	46.7	29.9	0.0	76.5	0.0	0.0	46.3	282.9
12-31-2031	400.0	46.0	29.4	0.0	75.4	0.0	0.0	43.4	281.2
12-31-2032	390.1	44.9	28.7	0.0	73.6	0.0	0.0	41.7	274.9
12-31-2033	381.3	43.9	28.1	0.0	71.9	0.0	0.0	40.3	269.1
12-31-2034	374.4	43.1	27.6	0.0	70.6	0.0	0.0	47.8	256.0
12-31-2035	345.5	39.7	25.4	0.0	65.2	0.0	0.0	36.0	244.3
12-31-2036	338.9	39.0	24.9	0.0	63.9	0.0	0.0	36.0	239.0
Subtotal	5,615.8	645.8	389.0	0.0	1,034.8	71.0	0.0	669.2	3,840.8
Remaining	7,759.7	892.4	571.1	0.0	1,463.5	0.0	31.6	1,005.3	5,259.3
Total	13,375.5	1,538.2	960.1	0.0	2,498.3	71.0	31.6	1,674.5	9,100.1

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)
12-31-2022	0.0	0.0	172.7	23.0	35.7	137.0	133.7	130.7	127.8	125.1
12-31-2023	0.0	0.0	227.3	23.0	37.8	189.5	176.1	164.2	153.6	144.1
12-31-2024	0.0	0.0	257.6	23.0	40.8	216.7	191.8	170.8	152.8	137.4
12-31-2025	0.0	0.0	259.2	23.0	41.2	218.0	183.8	156.2	133.7	115.2
12-31-2026	3.5	9.1	251.4	23.0	39.4	212.0	170.2	138.1	113.0	93.3
12-31-2027	26.6	70.8	195.5	23.0	26.6	168.9	129.2	100.0	78.3	62.0
12-31-2028	34.9	96.0	178.9	23.0	22.8	156.1	113.7	84.0	62.9	47.7
12-31-2029	41.7	114.7	160.2	23.0	18.5	141.7	98.3	69.3	49.7	36.1
12-31-2030	46.5	131.5	151.4	23.0	31.3	120.1	79.3	53.4	36.6	25.5
12-31-2031	46.8	131.6	149.6	23.0	31.2	118.4	74.5	47.9	31.4	20.9
12-31-2032	46.8	128.6	146.2	23.0	31.0	115.3	69.1	42.4	26.6	17.0
12-31-2033	46.8	125.9	143.2	23.0	30.8	112.3	64.1	37.5	22.5	13.8
12-31-2034	46.8	119.8	136.2	23.0	29.6	106.6	57.9	32.4	18.6	10.9
12-31-2035	46.8	114.4	130.0	23.0	29.9	100.1	51.8	27.7	15.2	8.5
12-31-2036	46.8	111.9	127.2	23.0	29.2	97.9	48.3	24.6	12.9	7.0
Subtotal		1,154.3	2,686.5		475.7	2,210.8	1,641.8	1,279.1	1,035.6	864.6
Remaining		2,468.3	2,791.0		646.6	2,144.4	595.9	197.5	74.8	31.3
Total		3,622.6	5,477.5		1,122.3	4,355.2	2,237.7	1,476.6	1,110.4	895.8

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and 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 OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Year	Ratio Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2021 ⁽²⁾	56.7	5.17	0.86	0.65	3.66	2.9
2020	38.4	5.08	0.85	0.72	3.51	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 2021 data are representative of unaudited financial data.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2023	11.1	1.3	0.6	0.0	1.9	0.0	0.0	9.1	
12-31-2024	7.4	0.8	0.4	0.0	1.3	0.0	0.0	6.1	
12-31-2025	22.6	2.6	1.2	0.0	3.8	0.0	0.1	18.6	
12-31-2026	30.4	3.5	3.3	0.0	6.8	0.0	0.2	23.4	
12-31-2027	41.2	4.7	3.0	0.0	7.8	0.0	0.2	33.2	
12-31-2028	57.5	6.6	4.2	0.0	10.8	0.0	0.3	46.3	
12-31-2029	58.1	6.7	4.3	0.0	11.0	28.9	0.3	17.9	
12-31-2030	58.7	6.8	4.3	0.0	11.1	0.0	0.3	47.3	
12-31-2031	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	0.0	0.3	48.2	
12-31-2032	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	65.4	0.3	-17.2	
12-31-2033	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	0.0	0.3	48.2	
12-31-2034	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	0.0	0.3	48.2	
12-31-2035	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	36.4	0.3	11.7	
12-31-2036	59.8	6.9	4.4	0.0	11.3	65.4	0.3	-17.2	
Subtotal	645.6	74.2	47.9	0.0	122.1	196.1	3.6	323.7	
Remaining	2,614.1	300.6	192.4	0.0	493.0	242.8	14.6	1,837.6	
Total	3,259.7	374.9	240.3	0.0	615.1	439.0	18.2	2,161.3	

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)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	9.1	23.0	2.1	7.0	6.5	6.1	5.7	5.3
12-31-2024	0.0	0.0	6.1	23.0	1.4	4.7	4.1	3.7	3.3	3.0
12-31-2025	0.0	0.0	18.6	23.0	4.3	14.3	12.1	10.3	8.8	7.6
12-31-2026	0.0	0.0	23.4	23.0	5.4	18.0	14.5	11.7	9.6	7.9
12-31-2027	13.1	22.0	11.3	23.0	2.6	8.7	6.6	5.1	4.0	3.2
12-31-2028	29.6	22.5	23.8	23.0	5.5	18.3	13.3	9.9	7.4	5.6
12-31-2029	36.8	16.1	1.8	23.0	6.7	-5.0	-3.4	-2.4	-1.7	-1.3
12-31-2030	43.2	31.7	15.7	23.0	2.9	12.7	8.4	5.7	3.9	2.7
12-31-2031	46.8	29.5	18.7	23.0	3.6	15.1	9.5	6.1	4.0	2.7
12-31-2032	46.8	-8.0	-9.2	23.0	11.5	-20.7	-12.4	-7.6	-4.8	-3.0
12-31-2033	46.8	22.5	25.6	23.0	3.7	21.9	12.5	7.3	4.4	2.7
12-31-2034	46.8	22.5	25.6	23.0	3.7	21.9	11.9	6.7	3.8	2.2
12-31-2035	46.8	5.5	6.2	23.0	7.2	-1.0	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1
12-31-2036	46.8	-8.1	-9.2	23.0	9.2	-18.3	-9.0	-4.6	-2.4	-1.3
Subtotal		156.3	167.5		69.9	97.6	74.1	57.6	45.8	37.2
Remaining		871.3	966.2		190.9	775.3	212.8	67.3	24.0	9.4
Total		1,027.6	1,133.7		260.8	873.0	286.8	124.9	69.7	46.6

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and 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 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2023	8.7	1.0	0.5	0.0	1.5	0.0	0.1	7.1	
12-31-2024	4.6	0.5	0.3	0.0	0.8	0.0	0.0	3.8	
12-31-2025	5.4	0.6	0.8	0.0	1.4	0.0	0.0	4.0	
12-31-2026	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	
12-31-2027	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	
12-31-2028	1.2	0.1	0.1	0.0	0.2	28.9	0.0	-28.0	
12-31-2029	6.7	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	5.4	
12-31-2030	17.0	2.0	1.3	0.0	3.2	36.4	0.1	-22.7	
12-31-2031	26.7	3.1	2.0	0.0	5.0	0.0	0.1	21.5	
12-31-2032	35.5	4.1	2.6	0.0	6.7	0.0	0.2	28.6	
12-31-2033	44.0	5.1	3.2	0.0	8.3	28.9	0.2	6.5	
12-31-2034	51.6	5.9	3.8	0.0	9.7	0.0	0.3	41.6	
12-31-2035	58.8	6.8	4.3	0.0	11.1	0.0	0.3	47.4	
12-31-2036	65.4	7.5	4.8	0.0	12.3	36.4	0.4	16.3	
Subtotal	326.3	37.5	24.1	0.0	61.7	130.8	1.8	132.1	
Remaining	3,117.0	358.5	229.4	0.0	587.9	308.2	17.8	2,177.0	
Total	3,443.3	396.0	253.5	0.0	649.5	439.0	19.6	2,309.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	7.1	23.0	1.6	5.5	5.1	4.8	4.4	4.2
12-31-2024	0.0	0.0	3.8	23.0	0.9	2.9	2.6	2.3	2.1	1.9
12-31-2025	0.0	0.0	4.0	23.0	0.9	3.1	2.6	2.2	1.9	1.6
12-31-2026	1.7	4.4	-4.1	23.0	-0.9	-3.2	-2.5	-2.1	-1.7	-1.4
12-31-2027	25.3	1.4	-1.2	23.0	-0.3	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3
12-31-2028	33.3	-9.5	-18.4	23.0	2.1	-20.5	-14.9	-11.0	-8.3	-6.3
12-31-2029	40.0	1.5	3.9	23.0	0.2	3.7	2.6	1.8	1.3	0.9
12-31-2030	45.6	-10.9	-11.9	23.0	4.6	-16.4	-10.8	-7.3	-5.0	-3.5
12-31-2031	46.8	10.1	11.5	23.0	1.1	10.3	6.5	4.2	2.7	1.8
12-31-2032	46.8	13.4	15.2	23.0	2.0	13.2	7.9	4.9	3.1	2.0
12-31-2033	46.8	3.1	3.5	23.0	5.6	-2.1	-1.2	-0.7	-0.4	-0.3
12-31-2034	46.8	19.5	22.1	23.0	2.9	19.2	10.4	5.8	3.3	2.0
12-31-2035	46.8	22.2	25.2	23.0	3.6	21.6	11.2	6.0	3.3	1.8
12-31-2036	46.8	7.6	8.7	23.0	7.8	0.9	0.4	0.2	0.1	0.1
Subtotal		62.6	69.5		32.2	37.3	19.1	10.5	6.4	4.5
Remaining		1,026.6	1,150.4		248.4	902.0	220.7	63.8	21.0	7.7
Total		1,089.2	1,219.9		280.6	939.3	239.8	74.3	27.4	12.2

Notes: Remaining represents estimates after December 31, 2036, 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 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 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.9	0.0	0.0	-28.9
12-31-2030	5.3	0.6	0.4	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	4.2
12-31-2031	15.7	1.8	1.2	0.0	3.0	0.0	0.0	0.1	12.7
12-31-2032	24.8	2.9	1.8	0.0	4.7	36.4	0.0	0.1	-16.4
12-31-2033	33.0	3.8	2.4	0.0	6.2	0.0	0.0	0.2	26.6
12-31-2034	40.6	4.7	3.0	0.0	7.7	28.9	0.0	0.2	3.8
12-31-2035	47.5	5.5	3.5	0.0	9.0	0.0	0.0	0.3	38.3
12-31-2036	54.1	6.2	4.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.3	43.6
Subtotal	221.0	25.4	16.3	0.0	41.7	94.3	0.0	1.2	83.8
Remaining	2,797.8	321.7	205.9	0.0	527.7	344.7	26.1	16.1	1,883.3
Total	3,018.8	347.2	222.2	0.0	569.3	439.0	26.1	17.3	1,967.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	3.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	26.6	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	34.9	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	41.2	-13.3	-15.6	23.0	2.7	-18.4	-12.7	-9.0	-6.4	-4.7
12-31-2030	46.2	1.1	3.1	23.0	0.1	3.1	2.0	1.4	0.9	0.7
12-31-2031	46.8	5.9	6.7	23.0	0.9	5.9	3.7	2.4	1.6	1.0
12-31-2032	46.8	-7.7	-8.7	23.0	5.3	-14.0	-8.4	-5.2	-3.2	-2.1
12-31-2033	46.8	12.5	14.2	23.0	1.8	12.4	7.1	4.1	2.5	1.5
12-31-2034	46.8	1.8	2.0	23.0	5.3	-3.3	-1.8	-1.0	-0.6	-0.3
12-31-2035	46.8	17.9	20.4	23.0	2.5	17.8	9.2	4.9	2.7	1.5
12-31-2036	46.8	20.4	23.2	23.0	3.2	20.0	9.9	5.0	2.6	1.4
Subtotal		38.6	45.2		21.7	23.6	9.0	2.7	0.1	-0.9
Remaining		888.9	994.4		217.4	776.9	184.6	51.9	16.7	6.0
Total		927.5	1,039.6		239.1	800.5	193.6	54.6	16.8	5.1

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and 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, 2021

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	10,743,043	11,378,939	11,448,743	82,537	83,800	84,167	130	136	136	0.71	0.81	0.87
B Sand	4,674,890	5,197,367	5,273,916	41,177	48,371	49,071	114	107	107	0.30	0.34	0.39
C Sand	1,930,119	2,327,957	2,464,265	19,413	24,373	25,789	99	96	96	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 case 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 1 - FIRST STAGE LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	271.7	31.2	15.0	0.0	46.2	56.4	0.0	42.8	126.3
12-31-2023	300.3	34.5	16.6	0.0	51.1	14.7	0.0	42.5	192.0
12-31-2024	314.5	36.2	17.4	0.0	53.5	0.0	0.0	39.6	221.3
12-31-2025	333.4	38.3	18.4	0.0	56.8	0.0	0.0	39.2	237.5
12-31-2026	348.1	40.0	23.1	0.0	63.2	0.0	0.0	39.1	245.8
12-31-2027	365.3	42.0	26.9	0.0	68.9	0.0	0.0	40.0	256.4
12-31-2028	391.5	45.0	28.8	0.0	73.8	0.0	0.0	40.6	277.1
12-31-2029	399.0	45.9	29.4	0.0	75.3	28.9	0.0	47.4	247.4
12-31-2030	405.1	46.6	29.8	0.0	76.4	0.0	0.0	40.6	288.1
12-31-2031	412.1	47.4	30.3	0.0	77.7	0.0	0.0	40.6	293.8
12-31-2032	412.2	47.4	30.3	0.0	77.7	65.4	0.0	40.7	228.4
12-31-2033	412.2	47.4	30.3	0.0	77.7	0.0	0.0	40.6	293.9
12-31-2034	412.5	47.4	30.4	0.0	77.8	0.0	0.0	47.4	287.2
12-31-2035	391.2	45.0	28.8	0.0	73.8	36.4	0.0	35.2	245.8
12-31-2036	391.2	45.0	28.8	0.0	73.8	65.4	0.0	35.2	216.8
Subtotal	5,560.4	639.5	384.3	0.0	1,023.8	267.2	0.0	611.6	3,657.9
Remaining	9,272.1	1,066.3	682.4	0.0	1,748.7	242.8	57.7	985.5	6,237.3
Total	14,832.5	1,705.7	1,066.8	0.0	2,772.5	510.0	57.7	1,597.1	9,895.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	126.3	23.0	25.0	101.3	98.9	96.6	94.5	92.5
12-31-2023	0.0	0.0	192.0	23.0	29.7	162.3	150.9	140.7	131.6	123.5
12-31-2024	0.0	0.0	221.3	23.0	32.5	188.8	167.1	148.8	133.1	119.7
12-31-2025	0.0	0.0	237.5	23.0	36.2	201.3	169.7	144.2	123.4	106.3
12-31-2026	0.0	0.0	245.8	23.0	38.1	207.6	166.7	135.2	110.7	91.4
12-31-2027	13.1	33.6	222.9	23.0	32.9	190.0	145.3	112.5	88.1	69.7
12-31-2028	29.6	81.9	195.2	23.0	26.5	168.7	122.8	90.8	68.0	51.6
12-31-2029	36.8	91.1	156.3	23.0	23.9	132.4	91.8	64.8	46.4	33.7
12-31-2030	43.2	124.5	163.6	23.0	33.4	130.2	86.0	57.9	39.7	27.6
12-31-2031	46.8	137.5	156.3	23.0	32.1	124.2	78.1	50.2	32.9	22.0
12-31-2032	46.8	106.9	121.5	23.0	38.9	82.6	49.5	30.4	19.0	12.2
12-31-2033	46.8	137.5	156.3	23.0	31.7	124.7	71.1	41.7	25.0	15.3
12-31-2034	46.8	134.4	152.8	23.0	31.2	121.6	66.1	36.9	21.2	12.4
12-31-2035	46.8	115.0	130.8	23.0	35.8	94.9	49.1	26.2	14.4	8.1
12-31-2036	46.8	101.5	115.4	23.0	37.8	77.6	38.2	19.5	10.2	5.5
Subtotal		1,063.9	2,593.9		485.7	2,108.2	1,551.4	1,196.3	958.3	791.6
Remaining		2,940.2	3,297.1		731.7	2,565.4	730.4	244.1	92.3	38.4
Total		4,004.1	5,891.0		1,217.4	4,673.6	2,281.7	1,440.4	1,050.6	829.9

Notes: As requested, cash flows presented in this table include revenue and costs from proved (1P) reserves; the 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Remaining represents estimates after December 31, 2036, 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 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 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 2P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	318.6	36.6	17.6	0.0	54.2	56.4	0.0	48.3	159.8
12-31-2023	329.0	37.8	18.2	0.0	56.0	14.7	0.0	45.8	212.5
12-31-2024	355.6	40.9	19.6	0.0	60.5	0.0	0.0	43.8	251.3
12-31-2025	365.6	42.0	20.9	0.0	62.9	0.0	0.0	43.3	259.4
12-31-2026	374.3	43.1	27.6	0.0	70.6	0.0	0.0	43.3	260.4
12-31-2027	381.8	43.9	28.1	0.0	72.0	0.0	0.0	44.2	265.7
12-31-2028	394.6	45.4	29.0	0.0	74.4	28.9	0.0	44.7	246.6
12-31-2029	402.7	46.3	29.6	0.0	76.0	0.0	0.0	51.5	275.3
12-31-2030	409.2	47.1	30.1	0.0	77.2	36.4	0.0	44.7	250.9
12-31-2031	414.9	47.7	30.5	0.0	78.3	0.0	0.0	42.7	293.9
12-31-2032	415.0	47.7	30.5	0.0	78.3	0.0	0.0	42.8	294.0
12-31-2033	415.0	47.7	30.5	0.0	78.3	28.9	0.0	42.7	265.1
12-31-2034	415.3	47.8	30.6	0.0	78.3	0.0	0.0	49.6	287.4
12-31-2035	392.9	45.2	28.9	0.0	74.1	0.0	0.0	36.0	282.8
12-31-2036	392.9	45.2	28.9	0.0	74.1	36.4	0.0	36.0	246.3
Subtotal	5,777.8	664.4	400.7	0.0	1,065.2	201.8	0.0	659.4	3,851.4
Remaining	10,303.5	1,184.9	758.3	0.0	1,943.2	308.2	57.7	1,013.3	6,981.0
Total	16,081.3	1,849.3	1,159.1	0.0	3,008.4	510.0	57.7	1,672.6	10,832.5

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	159.8	23.0	32.7	127.1	124.0	121.2	118.5	116.0
12-31-2023	0.0	0.0	212.5	23.0	34.4	178.1	165.6	154.4	144.4	135.5
12-31-2024	0.0	0.0	251.3	23.0	39.4	211.9	187.5	166.9	149.4	134.3
12-31-2025	0.0	0.0	259.4	23.0	41.3	218.2	183.9	156.3	133.8	115.2
12-31-2026	1.7	4.4	256.1	23.0	40.5	215.6	173.1	140.4	114.9	94.9
12-31-2027	25.3	67.2	198.4	23.0	27.3	171.2	130.9	101.3	79.4	62.8
12-31-2028	33.3	82.1	164.5	23.0	25.8	138.7	101.0	74.7	55.9	42.4
12-31-2029	40.0	110.1	165.2	23.0	18.9	146.3	101.5	71.6	51.3	37.3
12-31-2030	45.6	114.4	136.6	23.0	35.2	101.4	67.0	45.1	30.9	21.5
12-31-2031	46.8	137.6	156.4	23.0	31.2	125.1	78.7	50.6	33.2	22.1
12-31-2032	46.8	137.6	156.4	23.0	31.8	124.6	74.6	45.8	28.7	18.4
12-31-2033	46.8	124.1	141.0	23.0	35.1	105.9	60.4	35.4	21.2	13.0
12-31-2034	46.8	134.5	152.9	23.0	31.2	121.7	66.1	37.0	21.2	12.5
12-31-2035	46.8	132.3	150.4	23.0	32.4	118.0	61.1	32.6	17.9	10.1
12-31-2036	46.8	115.3	131.1	23.0	35.9	95.1	46.9	23.9	12.5	6.8
Subtotal		1,159.4	2,692.0		493.2	2,198.8	1,622.3	1,257.1	1,013.3	842.8
Remaining		3,283.3	3,697.7		838.9	2,858.8	772.7	248.7	91.5	37.3
Total		4,442.7	6,389.7		1,332.1	5,057.6	2,395.0	1,505.8	1,104.8	880.1

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

⁽¹⁾ Operating costs include direct project-level costs, insurance costs, workover costs, transportation costs, and 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 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
RATIO OIL EXPLORATION (1992) LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

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)				
12-31-2022	335.0	38.5	18.5	0.0	57.0	56.4	0.0	48.9	172.7
12-31-2023	349.6	40.2	19.3	0.0	59.5	14.7	0.0	48.1	227.3
12-31-2024	365.1	42.0	20.2	0.0	62.1	0.0	0.0	45.4	257.6
12-31-2025	368.6	42.4	22.1	0.0	64.5	0.0	0.0	44.9	259.2
12-31-2026	376.6	43.3	27.7	0.0	71.0	0.0	0.0	45.0	260.6
12-31-2027	384.7	44.2	28.3	0.0	72.5	0.0	0.0	45.9	266.2
12-31-2028	395.9	45.5	29.1	0.0	74.7	0.0	0.0	46.3	274.9
12-31-2029	404.3	46.5	29.8	0.0	76.2	28.9	0.0	53.1	246.0
12-31-2030	411.0	47.3	30.2	0.0	77.5	0.0	0.0	46.3	287.1
12-31-2031	415.7	47.8	30.6	0.0	78.4	0.0	0.0	43.5	293.9
12-31-2032	415.0	47.7	30.5	0.0	78.3	36.4	0.0	41.8	258.5
12-31-2033	414.4	47.7	30.5	0.0	78.1	0.0	0.0	40.5	295.7
12-31-2034	415.0	47.7	30.5	0.0	78.3	28.9	0.0	48.0	259.8
12-31-2035	393.0	45.2	28.9	0.0	74.1	0.0	0.0	36.3	282.6
12-31-2036	393.0	45.2	28.9	0.0	74.1	0.0	0.0	36.3	282.6
Subtotal	5,836.8	671.2	405.2	0.0	1,076.5	165.4	0.0	670.4	3,924.6
Remaining	10,557.5	1,214.1	777.0	0.0	1,991.1	344.7	57.7	1,021.4	7,142.6
Total	16,394.3	1,885.4	1,182.3	0.0	3,067.6	510.0	57.7	1,691.8	11,067.2

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)
12-31-2022	0.0	0.0	172.7	23.0	35.7	137.0	133.7	130.7	127.8	125.1
12-31-2023	0.0	0.0	227.3	23.0	37.8	189.5	176.1	164.2	153.6	144.1
12-31-2024	0.0	0.0	257.6	23.0	40.8	216.7	191.8	170.8	152.8	137.4
12-31-2025	0.0	0.0	259.2	23.0	41.2	218.0	183.8	156.2	133.7	115.2
12-31-2026	3.5	9.1	251.4	23.0	39.4	212.0	170.2	138.1	113.0	93.3
12-31-2027	26.6	70.8	195.5	23.0	26.6	168.9	129.2	100.0	78.3	62.0
12-31-2028	34.9	96.0	178.9	23.0	22.8	156.1	113.7	84.0	62.9	47.7
12-31-2029	41.2	101.4	144.6	23.0	21.2	123.4	85.6	60.4	43.3	31.4
12-31-2030	46.2	132.6	154.6	23.0	31.3	123.2	81.4	54.8	37.6	26.2
12-31-2031	46.8	137.5	156.3	23.0	32.1	124.3	78.2	50.2	32.9	22.0
12-31-2032	46.8	121.0	137.5	23.0	36.2	101.3	60.7	37.2	23.3	14.9
12-31-2033	46.8	138.4	157.3	23.0	32.6	124.7	71.2	41.7	25.0	15.3
12-31-2034	46.8	121.6	138.2	23.0	34.9	103.3	56.2	31.4	18.0	10.6
12-31-2035	46.8	132.3	150.4	23.0	32.4	118.0	61.1	32.6	17.9	10.1
12-31-2036	46.8	132.3	150.4	23.0	32.4	118.0	58.1	29.6	15.5	8.4
Subtotal		1,192.9	2,731.8		497.3	2,234.4	1,650.8	1,281.8	1,035.7	863.7
Remaining		3,357.2	3,785.4		864.0	2,921.3	780.5	249.4	91.5	37.3
Total		4,550.1	6,517.1		1,361.4	5,155.7	2,431.3	1,531.2	1,127.2	900.9

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

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