



דלק קידוחים - 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.נ.,

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

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 17.6.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-040042) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("דוח המשאבים הקודם", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה", ו-"חזקות לויתן", בהתאמה), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ומחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לויתן ליום 31.3.2021 ("התזרים המהוון הקודם"), מתכבדת השותפות ליתן דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים, נכון ליום 31.12.2021, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לויתן.¹

1. עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ- Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), חלק מהמשאבים במאגר לויתן 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 לויתן, המסווגים כמותנים בשלב הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). משאבים אלו מותנים בהחלטות לביצוע קידוחים נוספים (ראו סעיף 7.2.5(א)(4) לדוח 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.
 - (2) פיתוחים עתידיים (Future Development): משאבים המותנים בקבלת החלטות השקעה נוספות, בהתאם לשלבי פיתוח נוספים של מאגר לויתן (מעבר לשלב 1א' שצוין לעיל) ובחתימת הסכמים נוספים למכירת גז טבעי.

¹ למילון של המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו נספח מונחים מקצועיים בעמ' א-311 לדוח התקופתי של השותפות ליום 31.12.2020, כפי שפורסם ביום 17.3.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-036588) ("הדוח התקופתי").

נתוני התזרים המהוון וממשאבים מותנים בשלב א1, 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 ("דולר") (במונחי 100%, חלק השותפות כ- 883 מיליון דולר).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- 4.52 ולכ- 5.54 מיליארד דולר; וביחס לעתודות מסוג 2P – בכ- 4% לכ- 4.30 ולכ- 5.16 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:

קטגוריית עתודות ³		סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))		סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁴	
	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	12,259.8	27.0	4,383.9	9.7	
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,136.1	2.5	401.8	0.9	
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,395.9	29.5	4,785.7	10.6	
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	811.9	1.8	287.1	0.6	
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	14,207.8	31.3	5,072.8	11.2	

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 למדינה ולצדדים קשורים ושלישיים ובהנחה שהחזר ההשקעה יתבצע לאחר מכירה של כמות כוללת (בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,125 BCF ושל כ- 4.5 מיליון חביות קונדנסט משלב א1 ("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 מהמצויין לעיל. הישוב השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים הקבועים בסעיף 7.2.7 לדוח התקופתי. לפרטים בעניין מועד החזר ההשקעה בפרויקט תמר, ראו סעיפים 7.25.10 ו-7.26.6 לדוח התקופתי ובסעיף 10(ד) בפרק א' (תיאור עסקי השותפות) בדוח לרבעון הראשון לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 19.5.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-086418) ("דוח רבעון ראשון"), בסעיף 14(ה) בפרק א' (תיאור עסקי השותפות) בדוח לרבעון השני לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 15.8.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-131760) ("דוח רבעון שני"), ובסעיף 12(ה) בפרק א' (תיאור עסקי השותפות) בדוח לרבעון השלישי לשנת 2021, כפי שפורסם ביום 18.11.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-168177) ("דוח רבעון שלישי").

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

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים 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 תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, 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.⁵ יצוין כי, קצב ההפקה בפועל 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 Energy⁶ (ראו סעיף 7.11.5(ב)(2) לדוח התקופתי ("הסכם הייצוא למצרים")), בהתחשב, בין היתר, בתחזיות לגבי מחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט") והשפעתו האפשרית על הכמויות הנמכרות למצרים, ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO), המתואר בסעיף 7.11.5(ב)(1) לדוח התקופתי, וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי (יחד: "ההסכמים הקיימים"); (iii)

⁵ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות שעשויות להתאפשר כתוצאה משלבי פיתוח נוספים, אשר סווגו כמשאבים מותנים – פיתוחים עתידיים, לרבות מכירות נוספות למשק המקומי ו/או מכירות ייעודיות באמצעות מתקני LNG אחרים ו/או מתקני FLNG (לפרטים ראו סעיפים 7.11.5(ג), 7.11.5(ד) ו-7.12.2(ג) לדוח התקופתי וסעיף 9 לדוח רבעון שני), אם וככל שיוקמו כאלו, לשווקי יעד נוספים.

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

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), "BDO"⁷ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מהמאגרים תמר, כריש, כריש צפון ותנין;⁸ ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, 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 שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתבסס, בין היתר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי.

מרבית ההסכמים הקיימים כוללים נוסחאות מחיר וחלקם כוללים מחירים קבועים. נוסחאות המחיר הקבועות בהסכמים הקיימים עשויות להשתנות במהלך השנים, וכוללות, בין היתר, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף ייצור החשמל, לשער החליפין ש"ח/דולר ארה"ב⁹ או למחיר הברנט.

יצוין כי, תעריף ייצור החשמל מפוקח 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 המשויכות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. ההנחות בתזרים לגבי השינויים בתעריף ייצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO.

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות טווח של צדדים שלישיים, כדלקמן: משרד האנרגיה האמריקאי, ה-IHS Global, World Bank, Wood Mackenzie ו-Insights. 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.

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

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט. לפרטים אודות הסכמים לאספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן, ראו סעיפים 7.11.6 (ב) ו-7.11.6 (ג) לדוח התקופתי וסעיף 8 לדוח 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

⁷ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-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 שימשו 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, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

⁸ הנחת העבודה היא כי תחילת הפקה ומכירות גז טבעי לשוק המקומי בישראל ממאגר כריש הינה בסוף הרבעון השלישי לשנת 2022.

⁹ 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.

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

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 מעבודות, כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות, לרבות קידוח לווייתן-8, הוצאות לעבודות הנדסיות והשתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכת גז טבעי¹¹ וכן אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, ובכלל זאת, הנחת תשתית נוספת ועבודות הנדסיות, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון בתזרים המשאבים המותננים (שלב 1א') 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 1א' בתכנית הפיתוח של מאגר לווייתן, וזאת בתוספת עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות 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 לווייתן 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 ושלישיים הוא 4.14% לפני מועד החזר ההשקעה ו-8.74% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים הנ"ל אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים נוספים בעניין ראו סעיף 7.23.4(ב) לדוח 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 ("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 לווייתן לצרכי החוק ("המיזמים"). יש להדגיש כי חישובי ההיטל נעשו, בין היתר, על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק, לפי מיטב הבנתה ופרשנותה של השותפות, ואשר באו לידי ביטוי בדיווחי ההיטל של המיזמים שהוגשו לרשות המיסים. יחד עם זאת, לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל ביטחון כי פרשנות זו של

¹¹ על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה האפשרית דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת האספקה במערכת נתג"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. לפרטים ראו דוח מידי של השותפות מיום 19.1.2021 (מס' אסמכתא: 2021-01-008127), סעיף 7.12.2(ב)(3) לדוח התקופתי, סעיף 6 לדוח רבעון שלישי ודוח מידי של השותפות מיום 17.2.2021 (מס' אסמכתא: 2022-01-019438).

אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על-ידי בית המשפט.¹² כמו כן, החישוב בוצע באופן דולרי בהתאם לבחירת בעלות הזכויות במיזמים לפי סעיף 13(ב) לחוק ונלקחו בו, בין היתר, ההנחות הבאות: התשלומים המיוחסים למיזמים (עלויות ההפקה, עיקר ההשקעות, התמלוגים וכו') יוכרו על-ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל; לצורך חישוב ההכנסות המיוחסות למיזמים יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז הטבעי.

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל ואשר צפויות להיות משולמות על-ידי השותפות החל מיום 1.1.2022 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 (מס' אסמכתא: 2022-01-019438).
- 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 לווייתן לשוק המקומי, בין היתר, בשל עדכון תחזית הביקושים לגז טבעי של BDO.
- 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 המותניים (שלב 1א') בהתבסס על נתוני ההפקה והתפעול בפרויקט.
- ז. נכלל תקציב של כ- 27 מיליון דולר בשנת 2022 לתכנון מפורט של שלב 1ב' לפיתוח פרויקט לווייתן, כמפורט בסעיף 7.2.5 לדוח התקופתי.

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:¹³

¹² יצוין כי, נכון למועד זה, נחתמו שומות היטל עם רשות המיסים עד וכולל בגין שנת 2018.
¹³ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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										
285,295	291,431	297,981	301,426	304,993	312,525	78,384	-	390,909	-	170,389	131,516	-	128,445	821,259	8.84	687	31.12.2022
362,282	386,164	412,790	427,273	442,623	476,232	86,455	-	562,686	-	44,338	130,379	-	136,712	874,116	9.77	759	31.12.2023
357,524	397,662	444,403	470,693	499,213	563,974	97,260	-	661,233	-	-	121,829	-	145,176	928,238	10.00	777	31.12.2024
302,487	351,074	410,173	444,541	482,702	572,587	99,832	-	672,419	-	-	120,237	-	146,955	939,611	10.04	780	31.12.2025
249,423	302,072	368,964	409,179	454,883	566,567	98,034	-	664,601	-	-	119,903	-	175,740	960,245	10.04	780	31.12.2026
196,610	248,465	317,280	360,045	409,790	535,924	88,881	34,160	658,965	-	-	122,401	-	198,280	979,646	10.04	780	31.12.2027
135,889	179,196	239,227	277,785	323,693	444,491	61,570	175,435	681,496	-	-	123,751	-	204,341	1,009,588	10.04	780	31.12.2028
103,440	142,335	198,656	236,039	281,596	406,019	50,078	221,327	677,425	-	-	144,351	-	208,535	1,030,310	10.04	780	31.12.2029
73,673	105,784	154,353	187,663	229,215	347,018	90,044	274,177	711,239	-	-	123,806	-	211,902	1,046,946	10.04	780	31.12.2030
57,065	85,499	130,425	162,260	202,905	322,546	83,983	319,110	725,640	-	-	83,873	-	215,574	1,065,087	10.04	780	31.12.2031
45,000	70,354	112,201	142,834	182,865	305,224	80,929	339,613	725,766	-	-	123,959	-	215,627	1,065,352	10.04	780	31.12.2032
37,295	60,843	101,443	132,142	173,206	303,556	82,632	339,730	725,918	-	-	123,875	-	215,644	1,065,437	10.04	780	31.12.2033
30,126	51,285	89,393	119,153	159,899	294,247	81,287	330,356	705,889	-	-	144,485	-	215,792	1,066,166	10.04	780	31.12.2034
24,412	43,364	79,022	107,780	148,080	286,122	85,344	326,778	698,244	-	-	100,919	-	202,797	1,001,960	10.04	780	31.12.2035
20,343	37,707	71,838	100,259	141,027	286,118	85,347	326,778	698,243	-	-	100,919	-	202,796	1,001,958	10.04	780	31.12.2036
16,676	32,253	64,240	91,740	132,116	281,443	84,013	321,492	686,949	-	-	100,841	-	199,910	987,700	9.89	768	31.12.2037
13,453	27,151	56,535	82,615	121,807	272,456	81,383	311,272	665,111	-	-	100,690	-	194,331	960,132	9.60	746	31.12.2038
10,503	22,120	48,152	72,002	108,687	255,265	76,248	291,631	623,144	-	-	121,152	-	188,873	933,169	9.33	725	31.12.2039
8,776	19,287	43,894	67,160	103,793	255,958	76,455	292,423	624,836	-	-	100,413	-	184,040	909,288	9.07	705	31.12.2040
7,110	16,304	38,792	60,734	96,096	248,828	74,325	284,277	607,430	-	-	100,291	-	179,592	887,313	8.83	686	31.12.2041
5,756	13,773	34,260	54,886	88,911	241,733	72,206	276,172	590,111	-	-	100,171	-	175,167	865,449	8.60	668	31.12.2042
4,662	11,640	30,271	49,623	82,300	234,947	70,179	268,419	573,544	-	-	100,057	-	170,934	844,535	8.38	651	31.12.2043
3,638	9,479	25,772	43,230	73,404	220,027	65,722	251,374	537,123	-	-	120,555	-	166,893	824,571	8.17	635	31.12.2044
3,067	8,340	23,703	40,686	70,728	222,608	66,493	254,322	543,423	-	-	99,849	-	163,237	806,509	7.98	620	31.12.2045
2,489	7,061	20,981	36,851	65,587	216,747	64,743	247,626	529,115	-	-	99,750	-	159,582	788,447	7.79	605	31.12.2046
2,021	5,983	18,585	33,402	60,863	211,194	63,084	241,282	515,561	-	-	99,657	-	156,118	771,336	7.61	591	31.12.2047
1,642	5,073	16,476	30,300	56,526	205,950	61,518	235,291	502,759	-	-	99,568	-	152,847	755,175	7.44	578	31.12.2048
1,278	4,118	13,983	26,313	50,257	192,265	57,430	219,656	469,351	-	-	120,087	-	149,576	739,014	7.27	565	31.12.2049
1,086	3,652	12,964	24,963	48,813	196,079	58,569	224,014	478,662	-	-	99,402	-	146,690	724,754	7.12	553	31.12.2050
882	3,096	11,489	22,637	45,319	191,144	57,095	218,375	466,614	-	-	99,319	-	143,612	709,544	6.96	541	31.12.2051
718	2,631	10,208	20,582	42,185	186,825	55,805	213,442	456,072	-	-	99,246	-	140,918	696,235	6.82	530	31.12.2052
585	2,235	9,066	18,703	39,248	182,507	54,515	208,508	445,529	-	-	99,173	-	138,224	682,926	6.68	519	31.12.2053
454	1,811	7,679	16,211	34,829	170,055	50,796	194,282	415,133	-	-	119,712	-	135,723	670,568	6.55	509	31.12.2054
388	1,616	7,163	15,473	34,035	174,486	52,119	199,345	425,950	-	-	99,038	-	133,222	658,210	6.42	499	31.12.2055
316	1,373	6,362	14,063	31,669	170,476	50,921	194,763	416,161	-	-	98,970	-	130,720	645,852	6.29	489	31.12.2056
257	1,166	5,648	12,774	29,451	166,466	49,724	190,182	406,372	-	-	98,903	-	128,219	633,493	6.16	479	31.12.2057
210	991	5,020	11,619	27,425	162,764	48,618	185,953	397,335	-	-	98,840	-	125,910	622,086	6.04	469	31.12.2058
162	797	4,223	10,002	24,171	150,621	44,991	172,080	367,692	-	-	119,385	-	123,601	610,678	5.92	460	31.12.2059
139	715	3,960	9,597	23,744	155,361	46,407	177,495	379,263	-	-	98,715	-	121,292	599,270	5.80	451	31.12.2060

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 קונדנסט (BCM) 100% מנכס הנפט	מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
113	607	3,514	8,714	22,075	151,660	45,301	173,266	370,226	-	-	98,653	-	118,983	587,863	5.68	441	31.12.2061
94	525	3,178	8,065	20,915	150,877	41,677	169,389	361,943	-	-	98,596	-	116,867	577,406	5.57	433	31.12.2062
76	446	2,825	7,333	19,471	147,484	40,663	165,513	353,660	-	-	98,539	-	114,750	566,949	5.46	424	31.12.2063
(28)	(172)	(1,137)	(3,020)	(8,209)	(65,287)	5,679	-	(59,608)	95,651	-	16,962	-	13,451	66,456	0.64	50	31.12.2064
2,367,389	2,957,308	3,955,958	4,766,325	5,982,903	11,374,087	2,866,739	8,869,309	23,110,136	95,651	214,727	4,662,731	-	6,897,602	34,980,846	347.2	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										
72,477	74,036	75,700	76,575	77,482	79,395	23,715	-	103,110	-	-	16,587	-	22,191	141,889	1.81	141	31.12.2022
40,643	43,323	46,310	47,935	49,657	53,427	15,959	-	69,386	-	-	10,181	-	14,751	94,319	1.10	85	31.12.2023
48,390	53,822	60,149	63,707	67,567	76,332	22,801	-	99,133	-	-	12,704	-	20,734	132,570	1.48	115	31.12.2024
41,700	48,398	56,545	61,283	66,544	78,935	23,578	-	102,513	-	-	12,689	-	34,172	149,374	1.67	130	31.12.2025
35,331	42,789	52,264	57,960	64,434	80,254	23,972	-	104,226	-	-	13,088	-	53,107	170,421	1.86	145	31.12.2026
(9,878)	(12,484)	(15,941)	(18,090)	(20,589)	(26,926)	(8,043)	160,299	125,330	-	-	13,187	-	35,150	173,668	1.86	145	31.12.2027
8,141	10,736	14,332	16,642	19,393	26,630	7,954	95,404	129,988	-	-	13,272	-	36,354	179,614	1.86	145	31.12.2028
3,979	5,476	7,642	9,080	10,833	15,619	4,665	99,469	119,754	-	-	13,131	-	33,721	166,606	1.68	131	31.12.2029
259	372	543	660	806	1,221	365	95,932	97,517	-	-	12,972	-	28,038	138,527	1.35	105	31.12.2030
2,963	4,439	6,772	8,425	10,535	16,747	5,002	57,646	79,395	-	-	6,947	-	21,910	108,251	1.05	82	31.12.2031
3,515	5,496	8,764	11,157	14,284	23,842	7,122	27,325	58,289	-	-	6,847	-	16,529	81,665	0.77	60	31.12.2032
1,913	3,120	5,202	6,776	8,882	15,567	4,650	17,784	38,001	-	-	6,661	-	11,333	55,994	0.50	39	31.12.2033
837	1,425	2,484	3,311	4,444	8,177	2,443	9,343	19,963	-	-	6,536	-	6,724	33,223	0.26	20	31.12.2034
137	243	442	603	829	1,601	478	1,829	3,908	-	-	2,445	-	1,612	7,965	0.03	2	31.12.2035
(347)	(643)	(1,225)	(1,709)	(2,404)	(4,878)	(1,457)	(5,573)	(11,909)	-	-	2,335	-	(2,429)	(12,002)	(0.18)	(14)	31.12.2036
(380)	(736)	(1,465)	(2,092)	(3,013)	(6,419)	(1,917)	(7,334)	(15,670)	-	-	2,309	-	(3,390)	(16,751)	(0.23)	(18)	31.12.2037
(165)	(332)	(692)	(1,011)	(1,491)	(3,334)	(996)	(3,810)	(8,140)	-	-	2,361	-	(1,466)	(7,245)	(0.13)	(10)	31.12.2038
(23)	(48)	(105)	(157)	(238)	(558)	(167)	(638)	(1,363)	-	-	2,408	-	265	1,311	(0.04)	(3)	31.12.2039
87	191	436	667	1,030	2,540	759	2,902	6,201	-	-	2,460	-	2,198	10,860	0.06	5	31.12.2040
144	329	783	1,226	1,940	5,025	1,501	5,740	12,266	-	-	2,502	-	3,748	18,515	0.14	11	31.12.2041
178	427	1,062	1,701	2,756	7,492	2,238	8,560	18,290	-	-	2,544	-	5,287	26,121	0.22	17	31.12.2042
192	478	1,244	2,039	3,381	9,652	2,883	11,027	23,561	-	-	2,580	-	6,634	32,775	0.29	23	31.12.2043
195	509	1,383	2,320	3,940	11,810	3,528	13,492	28,829	-	-	2,617	-	7,980	39,425	0.36	28	31.12.2044
188	512	1,455	2,497	4,341	13,662	4,081	15,608	33,351	-	-	2,648	-	9,135	45,133	0.42	33	31.12.2045
182	515	1,531	2,690	4,787	15,821	4,726	18,075	38,622	-	-	2,684	-	10,482	51,788	0.49	38	31.12.2046
167	493	1,532	2,752	5,015	17,403	5,198	19,883	42,485	-	-	2,711	-	11,469	56,664	0.54	42	31.12.2047
155	478	1,551	2,852	5,321	19,387	5,791	22,149	47,328	-	-	2,742	-	12,706	62,775	0.59	46	31.12.2048
139	448	1,522	2,864	5,471	20,930	6,252	23,912	51,093	-	-	2,768	-	13,668	67,528	0.64	50	31.12.2049
121	407	1,445	2,782	5,441	21,855	6,528	24,969	53,352	-	-	2,783	-	14,245	70,380	0.67	52	31.12.2050
108	379	1,406	2,771	5,547	23,397	6,989	26,731	57,117	-	-	2,809	-	15,207	75,134	0.72	56	31.12.2051
92	338	1,312	2,646	5,422	24,014	7,173	27,436	58,623	-	-	2,820	-	15,592	77,035	0.74	57	31.12.2052
80	305	1,239	2,556	5,363	24,940	7,450	28,493	60,882	-	-	2,835	-	16,169	79,887	0.77	60	31.12.2053
68	272	1,154	2,436	5,234	25,557	7,634	29,198	62,388	-	-	2,846	-	16,554	81,788	0.79	61	31.12.2054
58	242	1,075	2,321	5,105	26,174	7,818	29,903	63,894	-	-	2,856	-	16,939	83,689	0.81	63	31.12.2055
50	216	1,000	2,210	4,977	26,791	8,002	30,607	65,401	-	-	2,867	-	17,324	85,591	0.83	64	31.12.2056

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) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
42	192	930	2,103	4,849	27,408	8,187	31,312	66,907	-	-	2,877	-	17,708	87,492	0.85	66	31.12.2057
36	169	855	1,978	4,670	27,716	8,279	31,665	67,660	-	-	2,882	-	17,901	88,442	0.86	67	31.12.2058
30	150	794	1,881	4,547	28,333	8,463	32,370	69,166	-	-	2,893	-	18,286	90,344	0.88	68	31.12.2059
26	133	738	1,788	4,424	28,950	8,647	33,074	70,672	-	-	2,903	-	18,670	92,245	0.90	70	31.12.2060
22	118	685	1,699	4,304	29,567	8,832	33,779	72,178	-	-	2,913	-	19,055	94,146	0.92	71	31.12.2061
19	104	629	1,597	4,141	29,875	8,924	34,132	72,931	-	-	2,919	-	19,248	95,097	0.93	72	31.12.2062
16	91	578	1,501	3,985	30,184	9,016	34,484	73,684	-	-	2,924	-	19,440	96,048	0.94	73	31.12.2063
3	17	113	300	815	6,486	1,937	-	8,423	-	-	542	-	2,275	11,239	0.11	9	31.12.2064
251,889	286,946	344,173	393,234	474,762	940,599	280,958	1,117,176	2,338,733	-	-	223,583	-	657,223	3,219,540	32.2	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										
357,772	365,467	373,681	378,001	382,474	391,920	102,100	-	494,019	-	170,389	148,103	-	150,636	963,148	10.65	827	31.12.2022
402,925	429,486	459,100	475,208	492,280	529,659	102,413	-	632,072	-	44,338	140,561	-	151,463	968,434	10.87	845	31.12.2023
405,914	451,484	504,552	534,400	566,780	640,306	120,060	-	760,366	-	-	134,532	-	165,910	1,060,808	11.48	892	31.12.2024
344,187	399,472	466,718	505,824	549,245	651,522	123,410	-	774,932	-	-	132,926	-	181,127	1,088,985	11.71	910	31.12.2025
284,753	344,861	421,228	467,139	519,317	646,821	122,006	-	768,828	-	-	132,991	-	228,847	1,130,666	11.90	925	31.12.2026
186,732	235,981	301,339	341,955	389,201	508,998	80,838	194,460	784,295	-	-	135,588	-	233,431	1,153,314	11.90	925	31.12.2027
144,030	189,931	253,560	294,427	343,085	471,121	69,524	270,839	811,485	-	-	137,023	-	240,694	1,189,202	11.90	925	31.12.2028
107,419	147,811	206,298	245,119	292,429	421,639	54,744	320,796	797,178	-	-	157,482	-	242,256	1,196,916	11.72	911	31.12.2029
73,933	106,156	154,895	188,323	230,021	348,238	90,408	370,109	808,756	-	-	136,778	-	239,940	1,185,473	11.39	885	31.12.2030
60,028	89,938	137,197	170,684	213,440	339,293	88,986	376,756	805,034	-	-	130,820	-	237,484	1,173,338	11.09	862	31.12.2031
48,516	75,850	120,965	153,991	197,150	329,067	88,051	366,938	784,055	-	-	130,806	-	232,156	1,147,017	10.81	840	31.12.2032
39,208	63,964	106,645	138,919	182,088	319,123	87,282	357,514	763,918	-	-	130,535	-	226,978	1,121,431	10.54	819	31.12.2033
30,964	52,710	91,877	122,465	164,343	302,424	83,729	339,699	725,852	-	-	151,021	-	222,516	1,099,389	10.30	800	31.12.2034
24,549	43,607	79,464	108,383	148,908	287,723	85,823	328,607	702,153	-	-	103,363	-	204,409	1,009,925	10.07	782	31.12.2035
19,996	37,065	70,613	98,550	138,622	281,240	83,890	321,205	686,335	-	-	103,254	-	200,367	989,956	9.86	766	31.12.2036
16,295	31,518	62,775	89,648	129,103	275,024	82,096	314,158	671,279	-	-	103,150	-	196,520	970,949	9.66	751	31.12.2037
13,288	26,818	55,843	81,604	120,316	269,122	80,387	307,462	656,971	-	-	103,051	-	192,864	952,887	9.47	736	31.12.2038
10,480	22,071	48,047	71,844	108,449	254,706	76,081	290,994	621,781	-	-	123,560	-	189,139	934,480	9.29	722	31.12.2039
8,863	19,478	44,329	67,827	104,823	258,498	77,214	295,325	631,037	-	-	102,873	-	186,238	920,148	9.13	709	31.12.2040
7,253	16,633	39,575	61,961	98,037	253,852	75,826	290,018	619,696	-	-	102,793	-	183,340	905,829	8.97	697	31.12.2041
5,934	14,200	35,322	56,587	91,667	249,225	74,444	284,731	608,401	-	-	102,715	-	180,454	891,569	8.82	685	31.12.2042
4,854	12,119	31,514	51,662	85,681	244,598	73,062	279,445	597,105	-	-	102,637	-	177,567	877,310	8.67	674	31.12.2043
3,834	9,988	27,155	45,550	77,343	231,837	69,250	264,866	565,952	-	-	123,171	-	174,873	863,997	8.53	663	31.12.2044
3,256	8,851	25,158	43,183	75,069	236,269	70,574	269,930	576,773	-	-	102,497	-	172,372	851,642	8.40	653	31.12.2045
2,671	7,576	22,513	39,541	70,374	232,568	69,468	265,701	567,737	-	-	102,434	-	170,064	840,235	8.28	643	31.12.2046
2,188	6,476	20,117	36,154	65,879	228,598	68,282	261,165	558,046	-	-	102,367	-	167,587	828,000	8.15	633	31.12.2047
1,797	5,551	18,027	33,152	61,847	225,338	67,309	257,441	550,087	-	-	102,310	-	165,553	817,950	8.03	624	31.12.2048
1,417	4,567	15,505	29,177	55,728	213,195	63,682	243,568	520,444	-	-	122,854	-	163,244	806,542	7.91	615	31.12.2049
1,207	4,059	14,409	27,745	54,254	217,934	65,097	248,983	532,015	-	-	102,185	-	160,935	795,135	7.79	605	31.12.2050
990	3,475	12,895	25,407	50,866	214,541	64,084	245,106	523,731	-	-	102,128	-	158,819	784,678	7.68	597	31.12.2051
811	2,969	11,521	23,227	47,608	210,840	62,978	240,877	514,695	-	-	102,065	-	156,510	773,270	7.56	587	31.12.2052
665	2,541	10,305	21,259	44,611	207,446	61,965	237,001	506,412	-	-	102,008	-	154,393	762,813	7.45	579	31.12.2053
522	2,083	8,833	18,647	40,063	195,612	58,429	223,480	477,521	-	-	122,558	-	152,277	752,356	7.34	570	31.12.2054
447	1,858	8,238	17,794	39,140	200,660	59,937	229,247	489,845	-	-	101,894	-	150,160	741,899	7.23	562	31.12.2055
366	1,588	7,362	16,273	36,646	197,267	58,924	225,371	481,562	-	-	101,837	-	148,044	731,442	7.12	553	31.12.2056

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 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										
300	1,358	6,578	14,877	34,300	193,874	57,910	221,494	473,278	-	-	101,779	-	145,927	720,985	7.01	545	31.12.2057
245	1,160	5,875	13,597	32,095	190,481	56,897	217,618	464,995	-	-	101,722	-	143,811	710,528	6.90	536	31.12.2058
192	947	5,018	11,883	28,717	178,954	53,454	204,449	436,858	-	-	122,277	-	141,887	701,022	6.80	528	31.12.2059
165	849	4,698	11,385	28,168	184,311	55,054	210,569	449,934	-	-	101,618	-	139,963	691,515	6.70	521	31.12.2060
135	726	4,200	10,413	26,378	181,226	54,133	207,045	442,404	-	-	101,566	-	138,039	682,009	6.60	513	31.12.2061
112	629	3,808	9,661	25,056	180,752	50,601	203,521	434,874	-	-	101,514	-	136,115	672,503	6.50	505	31.12.2062
92	538	3,403	8,834	23,456	177,667	49,679	199,997	427,344	-	-	101,462	-	134,190	662,996	6.40	497	31.12.2063
(25)	(155)	(1,024)	(2,720)	(7,393)	(58,802)	7,617	-	(51,185)	95,651	-	17,504	-	15,725	77,695	0.75	58	31.12.2064
2,619,278	3,244,254	4,300,132	5,159,559	6,457,664	12,314,686	3,147,697	9,986,485	25,448,869	95,651	214,727	4,886,314	-	7,554,825	38,200,386	379.3	29,471	סה"כ

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) 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										
27,929	28,529	29,171	29,508	29,857	30,594	9,139	-	39,733	-	-	2,047	-	7,746	49,526	0.59	46	31.12.2022
39,432	42,032	44,930	46,506	48,177	51,835	15,483	-	67,318	-	-	7,088	-	13,795	88,201	1.04	81	31.12.2023
15,201	16,908	18,895	20,013	21,225	23,979	7,162	-	31,141	-	-	4,975	-	6,696	42,812	0.46	36	31.12.2024
1,913	2,220	2,594	2,811	3,053	3,621	1,082	-	4,703	-	-	4,799	-	15,592	25,094	0.23	18	31.12.2025
(8,800)	(10,657)	(13,017)	(14,436)	(16,048)	(19,988)	(5,971)	26,967	1,008	-	-	5,109	-	1,552	7,669	0.04	3	31.12.2026
(3,464)	(4,378)	(5,590)	(6,344)	(7,220)	(9,443)	(2,821)	14,632	2,368	-	-	5,116	-	1,899	9,383	0.04	3	31.12.2027
(2,826)	(3,727)	(4,975)	(5,777)	(6,732)	(9,244)	(2,761)	12,911	906	-	-	5,123	-	1,530	7,558	0.04	3	31.12.2028
(630)	(866)	(1,209)	(1,437)	(1,714)	(2,471)	(738)	18,022	14,812	-	-	5,204	-	5,079	25,095	0.22	17	31.12.2029
1,445	2,075	3,028	3,681	4,496	6,807	2,033	18,452	27,292	-	-	5,289	-	8,268	40,849	0.38	30	31.12.2030
1,899	2,845	4,340	5,399	6,752	10,733	3,206	12,262	26,201	-	-	2,334	-	7,241	35,776	0.35	27	31.12.2031
1,719	2,687	4,285	5,455	6,984	11,657	3,482	13,318	28,457	-	-	(2,753)	-	6,523	32,227	0.34	26	31.12.2032
1,583	2,583	4,306	5,610	7,353	12,886	3,849	14,722	31,457	-	-	(6,532)	-	6,325	31,250	0.35	27	31.12.2033
1,273	2,166	3,776	5,033	6,754	12,429	3,713	14,200	30,342	-	-	(4,583)	-	6,536	32,295	0.35	27	31.12.2034
930	1,652	3,011	4,107	5,642	10,902	3,256	12,455	26,613	-	-	918	-	6,986	34,516	0.36	28	31.12.2035
775	1,437	2,737	3,819	5,373	10,900	3,256	12,453	26,609	-	-	918	-	6,985	34,511	0.36	28	31.12.2036
664	1,285	2,559	3,654	5,262	11,210	3,348	12,807	27,366	-	-	923	-	7,179	35,467	0.37	29	31.12.2037
584	1,179	2,454	3,586	5,288	11,827	3,533	13,512	28,872	-	-	933	-	7,563	37,368	0.39	30	31.12.2038
512	1,078	2,347	3,510	5,298	12,444	3,717	14,217	30,378	-	-	944	-	7,948	39,269	0.41	32	31.12.2039
427	939	2,136	3,269	5,052	12,458	3,721	14,232	30,411	-	-	944	-	7,957	39,311	0.41	32	31.12.2040
374	858	2,041	3,195	5,056	13,091	3,910	14,956	31,958	-	-	954	-	8,352	41,264	0.43	33	31.12.2041
319	763	1,899	3,042	4,928	13,400	4,003	15,309	32,711	-	-	959	-	8,544	42,215	0.44	34	31.12.2042
278	694	1,806	2,960	4,910	14,017	4,187	16,014	34,217	-	-	970	-	8,929	44,116	0.46	36	31.12.2043
242	630	1,714	2,875	4,881	14,632	4,371	16,717	35,719	-	-	980	-	9,313	46,013	0.48	37	31.12.2044
210	571	1,624	2,787	4,845	15,250	4,555	17,423	37,229	-	-	991	-	9,699	47,918	0.50	39	31.12.2045
179	507	1,506	2,645	4,708	15,559	4,647	17,776	37,982	-	-	996	-	9,891	48,869	0.51	40	31.12.2046
155	459	1,427	2,565	4,674	16,220	4,845	18,531	39,596	-	-	1,007	-	10,304	50,907	0.53	41	31.12.2047
141	434	1,411	2,594	4,840	17,634	5,267	20,146	43,047	-	-	1,028	-	11,184	55,259	0.56	44	31.12.2048
121	391	1,327	2,498	4,771	18,251	5,451	20,851	44,553	-	-	1,038	-	11,569	57,161	0.58	45	31.12.2049
106	357	1,268	2,441	4,774	19,176	5,728	21,908	46,812	-	-	1,054	-	12,147	60,012	0.61	47	31.12.2050
91	321	1,190	2,344	4,693	19,793	5,912	22,613	48,318	-	-	1,064	-	12,531	61,914	0.63	49	31.12.2051
81	296	1,149	2,316	4,748	21,027	6,281	24,023	51,330	-	-	1,085	-	13,301	65,716	0.67	52	31.12.2052
70	269	1,090	2,250	4,721	21,952	6,557	25,080	53,589	-	-	1,101	-	13,878	68,568	0.70	54	31.12.2053
61	244	1,033	2,181	4,686	22,878	6,834	26,137	55,848	-	-	1,116	-	14,455	71,420	0.73	57	31.12.2054
54	223	990	2,138	4,703	24,112	7,202	27,547	58,860	-	-	1,137	-	15,225	75,223	0.77	60	31.12.2055
46	202	934	2,065	4,651	25,037	7,479	28,604	61,120	-	-	1,153	-	15,802	78,075	0.80	62	31.12.2056

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 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										
41	184	891	2,016	4,648	26,271	7,847	30,014	64,132	-	-	1,174	-	16,572	81,877	0.84	65	31.12.2057
36	169	858	1,985	4,686	27,813	8,308	31,776	67,897	-	-	1,200	-	17,534	86,630	0.89	69	31.12.2058
31	152	806	1,908	4,612	28,739	8,584	32,833	70,156	-	-	1,215	-	18,111	89,482	0.92	71	31.12.2059
27	138	764	1,851	4,581	29,973	8,953	34,243	73,168	-	-	1,236	-	18,881	93,285	0.96	75	31.12.2060
23	125	723	1,793	4,542	31,206	9,321	35,652	76,180	-	-	1,257	-	19,650	97,087	1.00	78	31.12.2061
20	113	683	1,734	4,497	32,440	9,690	37,062	79,192	-	-	1,278	-	20,420	100,890	1.04	81	31.12.2062
17	102	645	1,674	4,446	33,674	10,059	38,472	82,204	-	-	1,298	-	21,190	104,692	1.08	84	31.12.2063
3	19	126	336	913	7,260	2,169	-	9,429	-	-	638	-	2,555	12,621	0.13	10	31.12.2064
83,293	98,209	133,683	172,165	244,364	702,540	209,850	798,845	1,711,234	-	-	64,722	-	453,437	2,229,393	23.0	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) 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										
385,701	393,996	402,851	407,509	412,332	422,514	111,238	-	533,753	-	170,389	150,150	-	158,382	1,012,674	11.24	873	31.12.2022
442,357	471,518	504,030	521,714	540,457	581,494	117,897	-	699,390	-	44,338	147,649	-	165,258	1,056,635	11.91	925	31.12.2023
421,115	468,392	523,447	554,412	588,005	664,284	127,223	-	791,507	-	-	139,507	-	172,606	1,103,620	11.94	928	31.12.2024
346,100	401,692	469,312	508,635	552,298	655,143	124,492	-	779,635	-	-	137,725	-	196,719	1,114,078	11.94	928	31.12.2025
275,954	334,204	408,211	452,703	503,269	626,833	116,036	26,967	769,836	-	-	138,101	-	230,399	1,138,335	11.94	928	31.12.2026
183,268	231,603	295,749	335,611	381,981	499,555	78,017	209,091	786,663	-	-	140,703	-	235,330	1,162,697	11.94	928	31.12.2027
141,204	186,204	248,584	288,650	336,353	461,877	66,763	283,751	812,390	-	-	142,145	-	242,224	1,196,760	11.94	928	31.12.2028
106,789	146,945	205,089	243,682	290,715	419,167	54,006	338,817	811,990	-	-	162,686	-	247,335	1,222,011	11.94	928	31.12.2029
75,378	108,231	157,923	192,005	234,517	355,045	92,442	388,561	836,048	-	-	142,067	-	248,208	1,226,323	11.77	914	31.12.2030
61,927	92,783	141,537	176,084	220,192	350,026	92,192	389,018	831,235	-	-	133,154	-	244,725	1,209,114	11.44	889	31.12.2031
50,234	78,537	125,250	159,446	204,134	340,724	91,533	380,256	812,512	-	-	128,053	-	238,679	1,179,245	11.15	866	31.12.2032
40,791	66,546	110,952	144,528	189,440	332,009	91,131	372,236	795,376	-	-	124,003	-	233,303	1,152,681	10.89	846	31.12.2033
32,236	54,876	95,653	127,498	171,097	314,853	87,442	353,899	756,194	-	-	146,437	-	229,053	1,131,684	10.65	827	31.12.2034
25,479	45,259	82,475	112,489	154,550	298,624	89,079	341,062	728,765	-	-	104,281	-	211,395	1,044,441	10.43	810	31.12.2035
20,771	38,501	73,350	102,369	143,995	292,140	87,146	333,658	712,944	-	-	104,172	-	207,352	1,024,467	10.22	794	31.12.2036
16,959	32,802	65,333	93,302	134,365	286,234	85,444	326,966	698,644	-	-	104,073	-	203,699	1,006,416	10.03	779	31.12.2037
13,872	27,997	58,297	85,190	125,604	280,949	83,920	320,974	685,843	-	-	103,984	-	200,428	990,255	9.86	766	31.12.2038
10,992	23,150	50,395	75,354	113,748	267,150	79,798	305,210	652,159	-	-	124,503	-	197,087	973,749	9.70	754	31.12.2039
9,291	20,417	46,466	71,095	109,874	270,955	80,935	309,558	661,448	-	-	103,817	-	194,194	959,459	9.54	741	31.12.2040
7,628	17,491	41,616	65,156	103,093	266,943	79,736	304,974	651,654	-	-	103,747	-	191,692	947,093	9.40	730	31.12.2041
6,253	14,963	37,221	59,630	96,595	262,625	78,446	300,040	641,111	-	-	103,675	-	188,998	933,784	9.26	719	31.12.2042
5,132	12,813	33,320	54,622	90,591	258,615	77,249	295,459	631,322	-	-	103,607	-	186,497	921,425	9.13	709	31.12.2043
4,076	10,618	28,869	48,425	82,225	246,469	73,621	281,582	601,672	-	-	124,152	-	184,186	910,009	9.01	700	31.12.2044
3,466	9,423	26,782	45,970	79,914	251,520	75,129	287,353	614,002	-	-	103,487	-	182,071	899,561	8.90	691	31.12.2045
2,849	8,083	24,019	42,186	75,082	248,127	74,116	283,477	605,719	-	-	103,430	-	179,955	889,104	8.79	683	31.12.2046
2,343	6,935	21,544	38,719	70,553	244,818	73,127	279,696	597,642	-	-	103,374	-	177,891	878,907	8.68	674	31.12.2047
1,938	5,985	19,438	35,746	66,687	242,971	72,576	277,587	593,134	-	-	103,338	-	176,738	873,209	8.59	667	31.12.2048
1,538	4,957	16,833	31,675	60,498	231,445	69,133	264,418	564,997	-	-	123,893	-	174,813	863,703	8.49	660	31.12.2049
1,313	4,416	15,677	30,186	59,028	237,110	70,825	270,891	578,826	-	-	103,239	-	173,082	855,147	8.40	653	31.12.2050
1,081	3,795	14,085	27,751	55,559	234,334	69,996	267,719	572,049	-	-	103,192	-	171,350	846,592	8.31	646	31.12.2051
892	3,266	12,670	25,543	52,356	231,866	69,259	264,900	566,025	-	-	103,151	-	169,811	838,986	8.23	639	31.12.2052
735	2,809	11,395	23,508	49,332	229,399	68,522	262,080	560,001	-	-	103,109	-	168,272	831,381	8.15	633	31.12.2053
583	2,327	9,867	20,828	44,748	218,489	65,263	249,617	533,370	-	-	123,674	-	166,732	823,776	8.07	627	31.12.2054
500	2,081	9,228	19,932	43,843	224,772	67,140	256,794	548,705	-	-	103,031	-	165,385	817,122	8.00	622	31.12.2055
412	1,790	8,297	18,338	41,297	222,304	66,402	253,975	542,681	-	-	102,989	-	163,846	809,517	7.92	615	31.12.2056

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) 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										
340	1,541	7,469	16,893	38,948	220,145	65,757	251,508	537,410	-	-	102,953	-	162,499	802,862	7.85	610	31.12.2057
281	1,329	6,733	15,582	36,782	218,294	65,205	249,393	532,892	-	-	102,922	-	161,345	797,158	7.79	605	31.12.2058
223	1,100	5,824	13,791	33,329	207,693	62,038	237,282	507,014	-	-	123,492	-	159,998	790,504	7.72	600	31.12.2059
192	987	5,462	13,236	32,749	214,284	64,007	244,812	523,102	-	-	102,854	-	158,844	784,800	7.66	595	31.12.2060
158	850	4,923	12,206	30,920	212,433	63,454	242,697	518,584	-	-	102,823	-	157,689	779,096	7.60	590	31.12.2061
132	742	4,491	11,395	29,553	213,192	60,291	240,583	514,066	-	-	102,792	-	156,535	773,393	7.54	586	31.12.2062
109	640	4,048	10,508	27,902	211,342	59,738	238,468	509,548	-	-	102,761	-	155,380	767,689	7.48	581	31.12.2063
(22)	(136)	(897)	(2,384)	(6,481)	(51,541)	9,785	-	(41,756)	95,651	-	18,141	-	18,280	90,316	0.88	68	31.12.2064
2,702,571	3,342,463	4,433,815	5,331,724	6,702,029	13,017,226	3,357,547	10,785,330	27,160,103	95,651	214,727	4,951,036	-	8,008,262	40,429,779	402.3	31,257	סה"כ

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

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

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁴

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קטגוריית 10% בשיעור הגז					קטגוריית 10% בשיעור הגז				
עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,289,655	3,619,165	2,701,125	2,155,009	עבודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	12,464,413	4,288,012	3,207,473	2,573,504
עבודות צפויות (Probable Reserves)	833,552	312,086	262,598	231,664	עבודות צפויות (Probable Reserves)	1,044,644	373,114	307,830	268,425
סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,123,206	3,931,251	2,963,724	2,386,674	סה"כ עבודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,509,057	4,661,126	3,515,303	2,841,930
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	630,072	121,119	89,868	76,771	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	773,361	146,765	107,510	91,014
סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,753,279	4,052,370	3,053,592	2,463,445	סה"כ עבודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,282,418	4,807,891	3,622,814	2,932,943
קטגוריית 15% בשיעור הגז					קטגוריית 15% בשיעור הגז				
עבודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	9,746,587	3,446,445	2,568,672	2,044,760	עבודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	13,016,913	4,456,639	3,334,053	2,677,369
עבודות צפויות (Probable Reserves)	785,646	300,791	254,458	224,923	עבודות צפויות (Probable Reserves)	1,094,458	387,043	318,095	276,737
סה"כ עבודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	10,532,233	3,747,235	2,823,130	2,269,682	סה"כ עבודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	14,111,371	4,843,681	3,652,148	2,954,106
עבודות אפשריות (Possible Reserves)	588,783	110,710	82,008	70,221	עבודות אפשריות (Possible Reserves)	799,265	146,860	106,780	90,345
סה"כ עבודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,121,016	3,857,946	2,905,137	2,339,904	סה"כ עבודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,910,636	4,990,542	3,758,928	3,044,451

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

שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 20%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
1,932,103	2,433,845	3,271,875	9,207,189	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,775,313	3,454,167	4,618,367	13,562,794	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
215,957	243,937	286,942	734,246	עתודות צפויות (Probable Reserves)	284,673	327,498	399,353	1,139,582	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,148,061	2,677,782	3,558,817	9,941,435	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,059,986	3,781,665	5,017,720	14,702,376	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
67,064	77,963	104,501	551,821	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	97,159	115,520	158,971	844,708	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,215,125	2,755,745	3,663,318	10,493,255	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,157,145	3,897,185	5,176,691	15,547,084	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%				
2,151,083	2,695,837	3,611,391	10,259,841	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,576,227	3,207,896	4,270,188	11,456,426	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
234,069	265,535	315,639	837,471	עתודות צפויות (Probable Reserves)	268,686	307,961	371,816	942,589	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,385,152	2,961,372	3,927,029	11,097,312	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	2,844,913	3,515,857	4,642,004	12,399,015	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
74,043	86,467	116,807	621,717	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	90,980	107,108	143,853	622,404	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,459,195	3,047,839	4,043,836	11,719,029	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	2,935,893	3,622,966	4,785,857	13,021,419	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,038,743	2,560,596	3,434,638	9,701,886	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	2,677,566	3,329,274	4,420,816	11,524,287	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)
224,478	253,869	299,926	781,827	עתודות צפויות (Probable Reserves)	280,541	322,077	388,376	908,829	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,263,221	2,814,465	3,734,564	10,483,713	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	2,958,107	3,651,351	4,809,192	12,433,116	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)
72,664	84,964	114,229	591,748	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	90,411	106,904	146,315	700,130	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,335,885	2,899,429	3,848,793	11,075,461	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,048,518	3,758,255	4,955,507	13,133,246	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% ¹⁵				
1,925,277	2,424,707	3,258,386	9,152,150	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,779,499	3,451,009	4,569,714	11,570,128	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
213,894	241,218	283,218	724,460	עתודות צפויות (Probable Reserves)	285,039	327,190	394,272	887,139	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,139,172	2,665,924	3,541,605	9,876,611	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,064,538	3,778,199	4,963,986	12,457,268	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
69,098	80,509	107,619	553,906	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	97,207	115,220	155,549	634,837	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,208,270	2,746,434	3,649,224	10,430,516	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,161,745	3,893,419	5,119,535	13,092,104	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

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

(1) נתוני כמויות

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

גז טבעי ¹⁶						
BCF						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁷			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
1,447.9	144.1	1,303.8	4,088.6	407.4	3,681.2	האומדן הנמוך (Low Estimate) (1C)
3,147.5	1,776.7	1,370.8	8,894.4	5,023.9	3,870.5	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) (2C)
4,604.6	3,403.8	1,200.8	13,014.7	9,624.8	3,389.9	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

קונדנסט ¹⁸						
Million Barrels						
סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁹			סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'1	
3.2	0.3	2.8	9.0	0.9	8.1	האומדן הנמוך (1C - Low Estimate)
6.9	3.9	3.0	19.6	11.1	8.5	האומדן הטוב ביותר (2C - Best Estimate)
10.1	7.5	2.6	28.6	21.2	7.5	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

(2) לאור ההיקף המשמעותי של משאבים מותנים המיוחסים לפרויקט לווייתן, 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 7.12 לדוח התקופתי. לפרטים אודות התקשרויות לייצוא גז ובחינת האפשרות לייצוא גז נוסף, ראו סעיפים 7.11.5 (ב) ו- 7.12.2 לדוח התקופתי, סעיף 9 לדוח רבעון שני וסעיף 6 לדוח רבעון שלישי.

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

¹⁶ הסכמים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁷ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

¹⁸ הסכמים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁹ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לוותן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI 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 לוויטן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל²⁰:

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																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 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 (מ-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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	32	0.4	33,503	5,240	-	213	-	-	28,051	-	6,452	21,599	20,075	19,379	17,514	16,431	-
31.12.2024	21	0.3	22,260	3,481	-	132	-	-	18,646	-	4,289	14,357	12,709	11,983	10,124	9,102	-
31.12.2025	65	0.8	68,260	10,676	-	408	-	-	57,176	-	13,151	44,026	37,114	34,180	26,994	23,258	-
31.12.2026	82	1.1	91,891	26,865	-	479	-	-	64,546	-	14,846	49,701	39,903	35,894	26,499	21,880	-
31.12.2027	112	1.4	124,682	25,236	-	703	-	-	98,744	64,985	7,764	25,994	19,876	17,463	12,051	9,536	-
31.12.2028	148	1.9	173,855	35,188	-	963	-	-	137,704	66,815	16,304	54,584	39,750	34,112	22,006	16,687	-
31.12.2029	148	1.9	175,714	35,564	-	970	87,470	-	51,709	47,206	20,148	15,644	(10,850)	(9,095)	(5,484)	(3,986)	-
31.12.2030	148	1.9	177,538	35,934	-	976	-	-	140,628	93,916	8,732	37,980	25,087	20,539	16,893	8,063	-
31.12.2031	148	1.9	180,621	36,558	-	988	-	-	143,075	87,432	10,786	44,857	28,219	22,566	11,891	7,936	-
31.12.2032	148	1.9	180,621	36,558	-	988	197,611	-	(54,535)	(25,477)	34,483	(63,541)	(38,069)	(29,735)	(14,646)	(9,368)	-
31.12.2033	148	1.9	180,621	36,558	-	988	-	-	143,075	66,959	10,950	37,980	37,183	28,368	13,062	8,006	-
31.12.2034	148	1.9	180,621	36,558	-	988	-	-	143,075	66,959	10,950	65,166	35,412	26,389	11,358	6,672	-
31.12.2035	148	1.9	180,621	36,558	-	988	110,140	-	32,935	15,414	21,539	(4,017)	(2,079)	(1,513)	(609)	(343)	-
31.12.2036	148	1.9	180,621	36,558	-	988	197,611	-	(54,535)	(25,522)	27,415	(56,428)	(27,813)	(19,773)	(7,437)	(4,012)	-
31.12.2037	159	2.1	194,880	39,444	-	1,066	163,875	-	(9,504)	(4,448)	21,009	(26,065)	(12,235)	(8,496)	(2,987)	(1,544)	-
31.12.2038	182	2.3	222,449	45,024	-	1,217	-	-	176,209	82,466	4,157	89,586	40,051	27,165	8,927	4,423	-
31.12.2039	203	2.6	248,116	50,219	-	1,357	-	-	196,540	91,981	7,650	96,909	41,262	27,335	8,398	3,987	-
31.12.2040	223	2.9	272,833	55,221	-	1,492	-	-	216,119	101,144	11,052	103,923	42,142	27,268	7,831	3,563	-
31.12.2041	242	3.1	295,648	59,839	-	1,617	-	-	234,192	109,602	13,263	111,327	42,994	27,173	7,294	3,181	-
31.12.2042	259	3.3	317,513	64,265	-	1,737	-	-	251,511	117,707	17,655	116,149	42,720	26,372	6,618	2,766	-
31.12.2043	277	3.6	338,427	68,498	-	1,851	-	-	268,078	125,460	21,955	120,663	42,267	25,485	5,978	2,394	-
31.12.2044	293	3.8	358,390	72,538	-	1,960	-	-	283,892	132,861	23,890	127,141	42,416	24,980	5,478	2,102	-
31.12.2045	308	4.0	376,452	76,194	-	2,059	197,611	-	100,589	47,075	45,905	7,608	2,417	1,390	810	105	-
31.12.2046	322	4.2	394,514	79,850	-	2,158	-	-	312,507	146,253	27,652	138,602	41,940	23,565	4,515	1,592	-
31.12.2047	336	4.3	411,626	83,313	-	2,251	186,276	-	139,786	65,420	51,376	22,990	6,625	3,636	651	220	-
31.12.2048	350	4.5	427,786	86,584	-	2,340	186,276	-	152,587	71,411	50,542	30,634	8,408	4,507	755	244	-
31.12.2049	363	4.7	443,947	89,855	-	2,428	-	-	351,664	164,579	29,916	157,169	41,083	21,510	3,366	1,044	-
31.12.2050	374	4.8	458,207	92,741	-	2,506	-	-	362,959	169,865	31,298	161,796	40,279	20,598	3,014	896	-

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים 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 קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
727	2,551	9,465	18,650	37,337	157,478	30,008	164,931	352,417	-	-	2,433	-	90,047	444,898	4.7	364	31.12.2051
553	2,027	7,863	15,853	32,494	143,905	25,954	149,425	319,284	-	-	2,205	-	81,581	403,070	4.2	329	31.12.2052
421	1,607	6,520	13,451	28,227	131,258	22,176	134,976	288,410	-	-	1,991	-	73,693	364,094	3.8	298	31.12.2053
318	1,266	5,370	11,336	24,356	118,919	18,490	120,879	258,289	-	-	1,783	-	65,996	326,068	3.4	266	31.12.2054
234	974	4,320	9,332	20,526	105,233	17,354	107,840	230,427	-	-	1,591	-	58,877	290,895	3.1	238	31.12.2055
171	745	3,451	7,628	17,178	92,473	16,494	95,857	204,824	-	-	1,414	-	52,335	258,573	2.7	211	31.12.2056
124	563	2,730	6,174	14,235	80,459	15,687	84,580	180,727	-	-	1,248	-	46,178	228,153	2.4	186	31.12.2057
86	406	2,055	4,755	11,224	66,612	17,115	73,655	157,383	-	-	1,087	-	40,213	198,683	2.1	162	31.12.2058
60	294	1,557	3,687	8,910	55,525	16,585	63,435	135,545	-	-	936	-	34,634	171,115	1.8	140	31.12.2059
42	219	1,211	2,934	7,260	47,504	14,190	54,272	115,966	-	-	801	-	29,631	146,398	1.5	120	31.12.2060
30	159	922	2,286	5,792	39,793	11,886	45,462	97,141	-	-	671	-	24,821	122,632	1.3	100	31.12.2061
24	134	810	2,055	5,328	38,438	3,626	37,004	79,068	-	-	546	-	20,203	99,817	1.1	82	31.12.2062
16	96	606	1,574	4,179	31,651	1,599	29,251	62,501	-	-	432	-	15,970	78,903	0.8	64	31.12.2063
(30)	(180)	(1,194)	(3,171)	(8,620)	(68,555)	(4,767)	-	(73,322)	78,892	-	391	-	1,513	7,473	0.1	6	31.12.2064
137,615	205,882	368,537	539,790	847,313	2,582,927	771,524	3,041,629	6,396,080	78,892	1,326,868	54,341	-	1,996,806	9,852,987	104.2	8,099	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים 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) מנכס הנפט (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
12,824	13,670	14,612	15,125	15,668	16,858	5,035	-	21,893	-	-	166	-	4,090	26,149	0.32	25	31.12.2023
5,731	6,374	7,123	7,545	8,002	9,040	2,700	-	11,740	-	-	83	-	2,192	14,015	0.17	13	31.12.2024
4,131	4,795	5,602	6,071	6,592	7,820	2,336	-	10,155	-	-	81	-	6,016	16,252	0.20	16	31.12.2025
(4,128)	(5,000)	(6,107)	(6,773)	(7,529)	(9,378)	(2,801)	12,865	687	-	-	5	-	175	867	0.01	1	31.12.2026
(973)	(1,230)	(1,571)	(1,782)	(2,029)	(2,653)	(792)	4,131	686	-	-	5	-	175	866	0.01	1	31.12.2027
(18,958)	(24,999)	(33,374)	(38,753)	(45,158)	(62,010)	6,299	(28,860)	(84,571)	-	87,470	20	-	741	3,660	0.04	3	31.12.2028
2,811	3,868	5,398	6,414	7,652	11,032	683	4,401	16,116	-	-	112	-	4,118	20,346	0.22	17	31.12.2029
(10,609)	(15,233)	(22,227)	(27,024)	(33,007)	(49,971)	13,715	(33,176)	(69,432)	-	110,140	283	-	10,402	51,393	0.55	43	31.12.2030
5,443	8,155	12,440	15,477	19,353	30,765	3,287	29,955	64,007	-	-	442	-	16,355	80,804	0.85	66	31.12.2031
5,809	9,082	14,484	18,439	23,607	39,402	5,867	39,823	85,092	-	-	588	-	21,742	107,422	1.13	88	31.12.2032
(886)	(1,446)	(2,410)	(3,140)	(4,115)	(7,213)	16,764	8,402	17,954	-	87,470	728	-	26,937	133,089	1.40	109	31.12.2033
5,851	9,960	17,361	23,141	31,054	57,146	8,554	57,796	123,497	-	-	853	-	31,555	155,904	1.64	127	31.12.2034
5,481	9,736	17,742	24,199	33,247	64,241	10,673	65,902	140,816	-	-	972	-	35,980	177,769	1.87	145	31.12.2035
109	202	385	538	757	1,535	23,197	21,757	46,490	-	110,140	1,082	-	40,021	197,732	2.08	162	31.12.2036
(2,649)	(5,123)	(10,204)	(14,572)	(20,986)	(44,706)	30,916	(12,131)	(25,920)	-	197,611	1,186	-	43,869	216,745	2.28	177	31.12.2037
(697)	(1,407)	(2,929)	(4,280)	(6,310)	(14,115)	25,884	10,354	22,123	-	163,875	1,284	-	47,525	234,807	2.47	192	31.12.2038
3,997	8,417	18,324	27,399	41,359	97,137	9,025	93,391	199,552	-	-	1,378	-	50,988	251,919	2.65	206	31.12.2039
3,456	7,596	17,287	26,450	40,878	100,806	11,766	99,029	211,601	-	-	1,461	-	54,067	267,129	2.81	218	31.12.2040
2,985	6,845	16,288	25,500	40,348	104,475	14,507	104,668	223,649	-	-	1,544	-	57,145	282,339	2.97	231	31.12.2041
2,598	6,216	15,463	24,772	40,128	109,102	15,889	109,954	234,945	-	-	1,622	-	60,032	296,599	3.12	242	31.12.2042
2,237	5,585	14,523	23,808	39,486	112,723	18,277	115,240	246,240	-	-	1,700	-	62,918	310,858	3.27	254	31.12.2043
1,919	4,999	13,591	22,798	38,711	116,036	20,573	120,174	256,783	-	-	1,773	-	65,611	324,167	3.41	265	31.12.2044
1,654	4,497	12,783	21,941	38,142	120,046	21,770	124,756	266,572	-	-	1,841	-	68,113	336,525	3.54	275	31.12.2045
1,406	3,990	11,856	20,824	37,062	122,481	24,143	128,985	275,608	-	-	1,903	-	70,422	347,933	3.66	284	31.12.2046
1,177	3,483	10,820	19,446	35,433	122,952	28,880	133,566	285,398	-	-	1,971	-	72,923	360,291	3.79	294	31.12.2047
977	3,017	9,800	18,022	33,621	122,496	34,142	137,795	294,434	-	-	2,033	-	75,232	371,699	3.91	304	31.12.2048
826	2,663	9,041	17,013	32,495	124,314	37,133	142,024	303,470	-	-	2,095	-	77,541	383,107	4.03	313	31.12.2049
22	72	257	495	968	3,888	57,237	53,771	114,896	-	197,611	2,158	-	79,850	394,514	4.15	322	31.12.2050
627	2,202	8,172	16,101	32,233	135,953	34,707	150,130	320,790	-	-	2,215	-	81,966	404,971	4.26	331	31.12.2051
87	319	1,238	2,495	5,114	22,648	53,721	67,182	143,551	-	186,276	2,277	-	84,275	416,379	4.38	340	31.12.2052
97	371	1,506	3,108	6,521	30,325	50,450	71,058	151,834	-	186,276	2,335	-	86,392	426,836	4.49	349	31.12.2053
404	1,611	6,833	14,424	30,989	151,308	28,165	157,883	337,357	-	-	2,329	-	86,199	425,885	4.48	348	31.12.2054

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) 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										
328	1,364	6,047	13,062	28,731	147,298	26,967	153,301	327,567	-	-	2,262	-	83,698	413,527	4.35	338	31.12.2055
266	1,156	5,359	11,845	26,676	143,597	25,862	149,072	318,531	-	-	2,199	-	81,389	402,119	4.23	329	31.12.2056
217	982	4,757	10,759	24,805	140,204	24,848	145,196	310,248	-	-	2,142	-	79,272	391,662	4.12	320	31.12.2057
176	831	4,210	9,744	23,000	136,502	23,742	140,967	301,211	-	-	2,080	-	76,964	380,255	4.00	311	31.12.2058
143	705	3,732	8,839	21,360	133,109	22,729	137,090	292,928	-	-	2,023	-	74,847	369,798	3.89	302	31.12.2059
114	585	3,241	7,853	19,430	127,135	23,896	132,861	283,892	-	-	1,960	-	72,538	358,390	3.77	293	31.12.2060
91	486	2,815	6,980	17,680	121,469	25,155	128,985	275,608	-	-	1,903	-	70,422	347,933	3.66	284	31.12.2061
76	426	2,576	6,537	16,952	122,290	20,327	125,460	268,078	-	-	1,851	-	68,498	338,427	3.56	277	31.12.2062
59	348	2,201	5,714	15,172	114,921	23,690	121,936	260,548	-	-	1,799	-	66,573	328,920	3.46	269	31.12.2063
(22)	(134)	(888)	(2,360)	(6,415)	(51,017)	471	-	(50,546)	78,892	-	1,959	-	7,690	37,995	0.40	31	31.12.2064
35,206	80,038	218,157	384,191	707,677	2,779,992	830,387	3,225,696	6,836,075	78,892	1,326,868	58,704	-	2,107,458	10,407,997	109.6	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 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								כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.12.2028
(14,156)	(19,479)	(27,187)	(32,303)	(38,538)	(55,566)	8,223	(40,127)	(87,470)	-	87,470	-	-	-	-	-	-	31.12.2029
1,953	2,804	4,091	4,974	6,075	9,198	135	3,250	12,582	-	-	87	-	3,215	15,885	0.17	13	31.12.2030
3,085	4,622	7,050	8,771	10,968	17,435	2,595	17,621	37,651	-	-	260	-	9,620	47,532	0.50	39	31.12.2031
(6,311)	(9,866)	(15,734)	(20,030)	(25,644)	(42,803)	15,856	(23,705)	(50,651)	-	110,140	411	-	15,200	75,100	0.79	61	31.12.2032
4,538	7,403	12,343	16,078	21,074	36,934	5,130	37,004	79,068	-	-	546	-	20,203	99,817	1.05	82	31.12.2033
(1,086)	(1,849)	(3,222)	(4,295)	(5,763)	(10,606)	15,750	4,526	9,670	-	87,470	671	-	24,821	122,632	1.29	100	31.12.2034
4,534	8,053	14,675	20,016	27,500	53,136	7,356	53,215	113,707	-	-	785	-	29,054	143,546	1.51	117	31.12.2035
4,239	7,856	14,968	20,889	29,383	59,614	9,291	60,616	129,521	-	-	894	-	33,094	163,509	1.72	134	31.12.2036
(220)	(425)	(847)	(1,209)	(1,741)	(3,709)	21,631	15,766	33,688	-	110,140	993	-	36,750	181,572	1.91	148	31.12.2037
3,617	7,300	15,200	22,212	32,749	73,252	10,075	73,303	156,630	-	-	1,082	-	40,021	197,732	2.08	162	31.12.2038
(1,932)	(4,068)	(8,856)	(13,242)	(19,989)	(46,946)	31,554	(13,540)	(28,932)	-	197,611	1,165	-	43,100	212,943	2.24	174	31.12.2039
(593)	(1,302)	(2,963)	(4,534)	(7,007)	(17,280)	26,245	7,887	16,852	-	163,875	1,248	-	46,178	228,153	2.40	186	31.12.2040
2,679	6,142	14,615	22,881	36,204	93,744	8,011	89,514	191,269	-	-	1,321	-	48,872	241,462	2.54	197	31.12.2041
2,305	5,515	13,719	21,978	35,602	96,796	10,568	94,448	201,812	-	-	1,394	-	51,566	254,771	2.68	208	31.12.2042
1,975	4,932	12,825	21,024	34,868	99,539	13,032	99,029	211,601	-	-	1,461	-	54,067	267,129	2.81	218	31.12.2043
1,691	4,405	11,975	20,087	34,107	102,235	15,144	103,258	220,637	-	-	1,524	-	56,376	278,536	2.93	228	31.12.2044
1,442	3,919	11,140	19,122	33,241	104,622	17,163	107,135	228,921	-	-	1,581	-	58,492	288,993	3.04	236	31.12.2045
1,240	3,519	10,456	18,364	32,685	108,016	18,177	111,011	237,204	-	-	1,638	-	60,609	299,450	3.15	245	31.12.2046
1,054	3,120	9,693	17,420	31,741	110,142	20,457	114,888	245,487	-	-	1,695	-	62,725	309,907	3.26	253	31.12.2047
890	2,750	8,932	16,426	30,644	111,652	22,553	118,060	252,264	-	-	1,742	-	64,457	318,463	3.35	260	31.12.2048
747	2,409	8,179	15,391	29,397	112,464	25,747	121,584	259,795	-	-	1,794	-	66,381	327,970	3.45	268	31.12.2049
615	2,069	7,344	14,142	27,654	111,083	30,733	124,756	266,572	-	-	1,841	-	68,113	336,525	3.54	275	31.12.2050
517	1,814	6,730	13,261	26,548	111,975	33,447	127,927	273,349	-	-	1,887	-	69,844	345,081	3.63	282	31.12.2051
440	1,612	6,253	12,608	25,841	114,443	34,184	130,747	279,373	-	-	1,929	-	71,384	352,686	3.71	288	31.12.2052
(23)	(88)	(358)	(740)	(1,552)	(7,217)	53,920	41,084	87,787	-	197,611	1,971	-	72,923	360,291	3.79	294	31.12.2053
18	74	312	659	1,416	6,916	49,022	49,208	105,146	-	186,276	2,012	-	74,462	367,896	3.87	301	31.12.2054

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

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%
31.12.2055	306	3.94	374,551	75,809	-	2,049	-	-	296,693	138,852	27,474	130,367	25,429	11,561	5,352	1,207	290
31.12.2056	308	3.96	376,452	76,194	-	2,059	186,276	-	111,924	52,380	45,031	14,512	2,696	1,197	542	117	27
31.12.2057	304	3.91	371,699	75,232	-	2,033	-	-	294,434	137,795	21,842	134,797	23,848	10,344	4,573	944	208
31.12.2058	299	3.85	365,995	74,077	-	2,002	-	-	289,916	135,681	21,289	132,946	22,401	9,490	4,101	809	171
31.12.2059	296	3.81	362,192	73,308	-	1,981	-	-	286,904	134,271	20,921	131,712	21,136	8,746	3,693	697	141
31.12.2060	291	3.75	356,489	72,153	-	1,950	-	-	282,385	132,156	20,368	129,861	19,847	8,021	3,310	598	116
31.12.2061	287	3.70	351,735	71,191	-	1,924	-	-	278,620	130,394	19,907	128,319	18,677	7,373	2,974	514	96
31.12.2062	284	3.65	346,982	70,229	-	1,898	-	-	274,855	128,632	13,398	132,825	18,412	7,100	2,798	462	82
31.12.2063	279	3.59	341,278	69,075	-	1,867	-	-	270,337	126,518	15,118	128,702	16,991	6,399	2,465	390	67
31.12.2064	33	0.42	39,915	8,079	-	2,057	-	78,892	(49,113)	-	(4,019)	(45,094)	(5,670)	(2,086)	(785)	(119)	(19)
סה"כ	7,458	96.0	9,124,872	1,846,874	-	51,749	1,326,868	78,892	5,820,489	2,745,144	707,329	2,368,016	571,233	298,095	160,355	48,859	14,437

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

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

Phase I – First Stage וממהשאבים המותנים המסווגים בשלב

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמדד ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות (BCM) 100% הנפט	הכנסות	תשלומים	תמלוגים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
												מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%
31.12.2022	687	8.84	821,259	128,445	-	131,516	170,389	-	390,909	-	78,384	312,525	304,993	301,426	297,981	291,431	285,295
31.12.2023	791	10.18	907,619	141,952	-	130,592	44,338	-	590,737	-	92,906	497,831	462,698	446,652	431,512	403,678	378,713
31.12.2024	798	10.27	950,498	148,658	-	121,961	-	-	679,879	-	101,548	578,331	511,921	482,676	455,717	407,786	366,626
31.12.2025	845	10.88	1,007,871	157,631	-	120,645	-	-	729,595	-	112,983	616,612	519,816	478,721	441,711	378,068	325,745
31.12.2026	862	11.10	1,052,136	202,605	-	120,383	-	-	729,148	-	112,880	616,268	494,786	445,073	401,331	328,571	271,303
31.12.2027	892	11.48	1,104,329	223,516	-	123,104	-	-	757,709	99,146	96,645	561,918	429,667	377,508	332,669	260,516	206,146
31.12.2028	928	11.94	1,183,442	239,529	-	124,714	-	-	819,200	242,250	77,874	499,075	363,443	311,897	268,605	201,201	152,577
31.12.2029	928	11.94	1,206,024	244,099	-	145,320	-	87,470	729,134	268,532	70,227	390,375	270,746	226,944	191,002	136,851	99,454
31.12.2030	928	11.94	1,224,484	247,836	-	124,782	-	-	851,866	368,094	98,775	384,997	254,301	208,202	171,246	117,362	81,737
31.12.2031	928	11.94	1,245,708	252,131	-	124,861	-	-	868,715	406,542	94,770	367,403	231,124	184,826	148,564	97,390	65,001
31.12.2032	928	11.94	1,245,973	252,185	-	124,947	-	197,611	671,231	314,136	115,412	241,683	144,797	113,099	88,843	55,708	35,632
31.12.2033	928	11.94	1,246,058	252,202	-	124,863	-	-	868,993	406,689	93,582	368,722	210,389	160,510	123,221	73,905	45,302
31.12.2034	928	11.94	1,246,787	252,350	-	145,472	-	-	848,965	397,316	92,236	359,413	195,311	145,542	109,191	62,643	36,798
31.12.2035	928	11.94	1,182,580	239,354	-	101,907	-	110,140	731,179	342,192	106,883	282,104	146,000	106,266	77,913	42,755	24,069
31.12.2036	928	11.94	1,182,579	239,354	-	101,907	-	197,611	643,708	301,255	112,762	229,691	113,214	80,486	57,670	30,271	16,331
31.12.2037	928	11.94	1,182,580	239,354	-	101,907	-	163,875	677,445	317,044	105,022	255,379	119,881	83,244	58,291	29,266	15,131
31.12.2038	928	11.94	1,182,580	239,354	-	101,907	-	-	841,320	393,738	85,540	362,042	161,859	109,779	75,124	36,078	17,876
31.12.2039	928	11.94	1,181,285	239,092	-	122,509	-	-	819,684	383,612	83,898	352,174	149,949	99,336	66,433	30,517	14,491
31.12.2040	928	11.94	1,182,121	239,261	-	101,905	-	-	840,955	393,567	87,507	359,881	145,934	94,428	61,716	27,117	12,340
31.12.2041	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	-	841,622	393,879	87,588	360,154	139,090	87,907	56,148	23,598	10,291
31.12.2042	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	-	841,622	393,879	89,861	357,882	131,631	81,258	50,721	20,391	8,522
31.12.2043	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	-	841,622	393,879	92,133	355,609	124,567	75,109	45,817	17,619	7,056
31.12.2044	928	11.94	1,182,961	239,431	-	122,515	-	-	821,015	384,235	89,612	347,168	115,819	68,210	40,663	14,957	5,741
31.12.2045	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	197,611	644,011	301,397	112,398	230,216	73,145	42,076	24,514	8,625	3,172
31.12.2046	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	-	841,622	393,879	92,394	355,349	107,527	60,415	34,398	11,576	4,081
31.12.2047	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	186,276	655,346	306,702	114,460	234,184	67,489	37,038	20,608	6,634	2,241
31.12.2048	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	186,276	655,346	306,702	112,060	236,584	64,934	34,807	18,927	5,828	1,887
31.12.2049	928	11.94	1,182,961	239,431	-	122,515	-	-	821,015	384,235	87,346	349,434	91,340	47,823	25,414	7,485	2,322
31.12.2050	928	11.94	1,182,961	239,431	-	101,908	-	-	841,622	393,879	89,867	357,876	89,092	45,561	23,661	6,666	1,982
31.12.2051	904	11.64	1,154,442	233,659	-	101,752	-	-	819,031	383,307	87,103	348,622	82,655	41,286	20,954	5,646	1,609

²¹ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) 1P+1C ליום 31.12.2021 (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										
1,272	4,658	18,072	36,435	74,679	330,730	81,759	362,866	775,355	-	-	101,450	-	222,499	1,099,305	11.06	859	31.12.2052
1,006	3,843	15,586	32,154	67,475	313,764	76,691	343,483	733,939	-	-	101,164	-	211,917	1,047,020	10.51	817	31.12.2053
772	3,077	13,050	27,548	59,184	288,974	69,286	315,161	673,421	-	-	121,496	-	201,719	996,636	9.98	775	31.12.2054
623	2,590	11,483	24,805	54,561	279,719	69,473	307,184	656,377	-	-	100,629	-	192,099	949,105	9.48	737	31.12.2055
488	2,117	9,813	21,691	48,847	262,949	67,415	290,621	620,985	-	-	100,384	-	183,056	904,425	9.01	700	31.12.2056
382	1,729	8,378	18,948	43,686	246,926	65,411	274,762	587,098	-	-	100,150	-	174,397	861,646	8.56	665	31.12.2057
295	1,397	7,075	16,373	38,649	229,377	65,733	259,608	554,718	-	-	99,927	-	166,124	820,769	8.13	632	31.12.2058
221	1,091	5,780	13,689	33,081	206,146	61,576	235,515	503,237	-	-	120,321	-	158,235	781,793	7.72	600	31.12.2059
181	934	5,171	12,531	31,004	202,866	60,596	231,767	495,229	-	-	99,516	-	150,923	745,668	7.34	570	31.12.2060
143	766	4,437	11,001	27,867	191,452	57,187	218,728	467,367	-	-	99,324	-	143,804	710,495	6.97	542	31.12.2061
118	659	3,988	10,119	26,243	189,315	45,303	206,393	441,011	-	-	99,142	-	137,070	677,223	6.62	514	31.12.2062
93	542	3,431	8,907	23,650	179,135	42,263	194,763	416,161	-	-	98,970	-	130,720	645,852	6.29	489	31.12.2063
(58)	(352)	(2,330)	(6,191)	(16,829)	(133,842)	912	-	(132,930)	174,542	-	17,353	-	14,963	73,929	0.72	56	31.12.2064
2,505,003	3,163,189	4,324,495	5,306,114	6,830,216	13,957,015	3,638,263	11,910,938	29,506,216	174,542	1,541,596	4,717,072	-	8,894,408	44,833,834	451.4	35,071	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות צפויות 2P+2C (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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 זג (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
357,772	365,467	373,681	378,001	382,474	391,920	102,100	-	494,019	-	170,389	148,103	-	150,636	963,148	10.65	827	31.12.2022
415,749	443,156	473,712	490,332	507,948	546,517	107,449	-	653,965	-	44,338	140,727	-	155,553	994,583	11.19	869	31.12.2023
411,645	457,859	511,675	541,944	574,781	649,346	122,760	-	772,106	-	-	134,616	-	168,102	1,074,824	11.65	905	31.12.2024
348,318	404,267	472,320	511,895	555,837	659,341	125,746	-	785,087	-	-	133,007	-	187,143	1,105,237	11.91	925	31.12.2025
280,625	339,861	415,121	460,367	511,788	637,444	119,205	12,865	769,514	-	-	132,996	-	229,022	1,131,533	11.91	925	31.12.2026
185,759	234,751	299,769	340,173	387,173	506,345	80,046	198,591	784,981	-	-	135,593	-	233,606	1,154,180	11.91	925	31.12.2027
125,073	164,932	220,185	255,674	297,928	409,111	75,823	241,980	726,913	-	87,470	137,043	-	241,435	1,192,862	11.94	928	31.12.2028
110,230	151,678	211,696	251,533	300,081	432,671	55,427	325,196	813,294	-	-	157,594	-	246,374	1,217,261	11.94	928	31.12.2029
63,323	90,923	132,668	161,300	197,014	298,267	104,123	336,934	739,324	-	110,140	137,060	-	250,342	1,236,866	11.94	928	31.12.2030
65,471	98,093	149,637	186,161	232,794	370,058	92,273	406,712	869,042	-	-	131,262	-	253,838	1,254,142	11.94	928	31.12.2031
54,325	84,932	135,450	172,430	220,756	368,469	93,918	406,761	869,147	-	-	131,394	-	253,899	1,254,439	11.94	928	31.12.2032
38,322	62,518	104,235	135,779	177,972	311,910	104,046	365,916	781,872	-	87,470	131,263	-	253,915	1,254,521	11.94	928	31.12.2033
36,814	62,670	109,238	145,606	195,397	359,570	92,283	397,495	849,349	-	-	151,873	-	254,071	1,255,293	11.94	928	31.12.2034
30,030	53,343	97,207	132,582	182,155	351,964	96,496	394,509	842,969	-	-	104,336	-	240,389	1,187,694	11.94	928	31.12.2035
20,105	37,267	70,998	99,087	139,379	282,775	107,087	342,962	732,824	-	110,140	104,336	-	240,388	1,187,688	11.94	928	31.12.2036
13,646	26,394	52,571	75,075	108,117	230,319	113,012	302,028	645,358	-	197,611	104,336	-	240,389	1,187,694	11.94	928	31.12.2037
12,591	25,412	52,914	77,324	114,006	255,007	106,271	317,816	679,094	-	163,875	104,336	-	240,389	1,187,694	11.94	928	31.12.2038
14,477	30,489	66,371	99,243	149,809	351,843	85,106	384,384	821,333	-	-	124,938	-	240,127	1,186,398	11.94	928	31.12.2039
12,320	27,074	61,617	94,277	145,700	359,304	88,979	394,354	842,638	-	-	104,337	-	240,305	1,187,276	11.94	928	31.12.2040
10,239	23,479	55,863	87,461	138,385	358,327	90,333	394,686	843,345	-	-	104,337	-	240,485	1,188,168	11.94	928	31.12.2041
8,532	20,416	50,784	81,359	131,795	358,327	90,333	394,686	843,345	-	-	104,337	-	240,485	1,188,168	11.94	928	31.12.2042
7,090	17,703	46,038	75,470	125,167	357,321	91,338	394,686	843,345	-	-	104,337	-	240,485	1,188,168	11.94	928	31.12.2043
5,752	14,987	40,746	68,349	116,054	347,873	89,822	385,040	822,735	-	-	124,944	-	240,484	1,188,164	11.94	928	31.12.2044
4,910	13,349	37,941	65,123	113,210	356,315	92,344	394,686	843,345	-	-	104,337	-	240,485	1,188,168	11.94	928	31.12.2045
4,077	11,566	34,369	60,364	107,436	355,049	93,611	394,686	843,345	-	-	104,337	-	240,485	1,188,168	11.94	928	31.12.2046
3,364	9,958	30,937	55,600	101,312	351,550	97,162	394,731	843,443	-	-	104,338	-	240,510	1,188,291	11.94	928	31.12.2047
2,774	8,568	27,827	51,174	95,468	347,834	101,451	395,236	844,521	-	-	104,343	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2048
2,243	7,229	24,546	46,190	88,222	337,508	100,814	385,592	823,914	-	-	124,950	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2049
1,228	4,132	14,666	28,240	55,222	221,823	122,334	302,754	646,911	-	197,611	104,343	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2050
1,617	5,677	21,067	41,508	83,099	350,495	98,791	395,236	844,521	-	-	104,343	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2051
898	3,288	12,758	25,722	52,722	233,488	116,699	308,059	658,246	-	186,276	104,343	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2052
762	2,912	11,811	24,367	51,133	237,772	112,415	308,059	658,246	-	186,276	104,343	-	240,785	1,189,649	11.94	928	31.12.2053
926	3,694	15,666	33,072	71,052	346,920	86,595	381,363	814,878	-	-	124,888	-	238,476	1,178,241	11.82	918	31.12.2054
774	3,222	14,285	30,856	67,871	347,958	86,905	382,549	817,412	-	-	104,156	-	233,858	1,155,426	11.58	900	31.12.2055
632	2,745	12,721	28,118	63,321	340,864	84,786	374,443	800,092	-	-	104,036	-	229,433	1,133,561	11.35	882	31.12.2056
516	2,339	11,335	25,636	59,105	334,077	82,759	366,690	783,526	-	-	103,922	-	225,200	1,112,647	11.13	865	31.12.2057
421	1,991	10,085	23,341	55,095	326,982	80,639	358,585	766,206	-	-	103,802	-	220,774	1,090,783	10.90	847	31.12.2058

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 נגז (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										
335	1,652	8,750	20,722	50,078	312,063	76,183	341,540	729,786	-	-	124,300	-	216,734	1,070,819	10.69	831	31.12.2059
279	1,434	7,939	19,238	47,599	311,446	78,950	343,431	733,826	-	-	103,579	-	212,501	1,049,905	10.47	813	31.12.2060
226	1,212	7,014	17,393	44,058	302,695	79,287	336,030	718,012	-	-	103,469	-	208,460	1,029,942	10.26	797	31.12.2061
188	1,055	6,384	16,198	42,008	303,043	70,928	328,981	702,952	-	-	103,365	-	204,612	1,010,929	10.06	782	31.12.2062
151	886	5,604	14,548	38,628	292,589	73,369	321,933	687,891	-	-	103,261	-	200,764	991,917	9.86	766	31.12.2063
(47)	(289)	(1,912)	(5,079)	(13,808)	(109,818)	8,088	-	(101,731)	174,542	-	19,463	-	23,416	115,690	1.15	89	31.12.2064
2,654,484	3,324,292	4,518,288	5,543,750	7,165,342	15,094,678	3,978,084	13,212,181	32,284,944	174,542	1,541,596	4,945,018	-	9,662,282	48,608,383	488.9	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 מכירות זוג (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										
385,701	393,996	402,851	407,509	412,332	422,514	111,238	-	533,753	-	170,389	150,150	-	158,382	1,012,674	11.24	873	31.12.2022
442,357	471,518	504,030	521,714	540,457	581,494	117,897	-	699,390	-	44,338	147,649	-	165,258	1,056,635	11.91	925	31.12.2023
421,115	468,392	523,447	554,412	588,005	664,284	127,223	-	791,507	-	-	139,507	-	172,606	1,103,620	11.94	928	31.12.2024
346,100	401,692	469,312	508,635	552,298	655,143	124,492	-	779,635	-	-	137,725	-	196,719	1,114,078	11.94	928	31.12.2025
275,954	334,204	408,211	452,703	503,269	626,833	116,036	26,967	769,836	-	-	138,101	-	230,399	1,138,335	11.94	928	31.12.2026
183,268	231,603	295,749	335,611	381,981	499,555	78,017	209,091	786,663	-	-	140,703	-	235,330	1,162,697	11.94	928	31.12.2027
141,204	186,204	248,584	288,650	336,353	461,877	66,763	283,751	812,390	-	-	142,145	-	242,224	1,196,760	11.94	928	31.12.2028
92,633	127,465	177,902	211,379	252,177	363,601	62,229	298,690	724,520	-	87,470	162,686	-	247,335	1,222,011	11.94	928	31.12.2029
77,330	111,035	162,014	196,979	240,593	364,243	92,576	391,811	848,631	-	-	142,154	-	251,423	1,242,208	11.94	928	31.12.2030
65,011	97,405	148,587	184,855	231,160	367,461	94,787	406,639	868,887	-	-	133,414	-	254,345	1,256,646	11.94	928	31.12.2031
43,924	68,671	109,516	139,416	178,490	297,921	107,389	356,551	761,861	-	110,140	128,464	-	253,879	1,254,345	11.94	928	31.12.2032
45,329	73,949	123,294	160,606	210,515	368,943	96,261	409,240	874,443	-	-	124,549	-	253,506	1,252,498	11.94	928	31.12.2033
31,150	53,028	92,431	123,203	165,333	304,247	103,192	358,424	765,864	-	87,470	147,108	-	253,874	1,254,316	11.94	928	31.12.2034
30,012	53,312	97,151	132,505	182,050	351,760	96,435	394,277	842,473	-	-	105,066	-	240,449	1,187,987	11.94	928	31.12.2035
25,010	46,358	88,317	123,258	173,378	351,754	96,437	394,273	842,465	-	-	105,066	-	240,447	1,187,977	11.94	928	31.12.2036
16,740	32,377	64,487	92,093	132,624	282,526	107,075	342,732	732,332	-	110,140	105,066	-	240,449	1,187,987	11.94	928	31.12.2037
17,489	35,297	73,497	107,401	158,353	354,201	93,995	394,277	842,473	-	-	105,066	-	240,449	1,187,987	11.94	928	31.12.2038
9,061	19,082	41,539	62,112	93,759	220,205	111,352	291,670	623,227	-	197,611	125,668	-	240,186	1,186,692	11.94	928	31.12.2039
8,698	19,115	43,502	66,561	102,867	253,675	107,180	317,444	678,300	-	163,875	105,065	-	240,373	1,187,612	11.94	928	31.12.2040
10,306	23,633	56,231	88,037	139,296	360,687	87,748	394,488	842,923	-	-	105,068	-	240,563	1,188,554	11.94	928	31.12.2041
8,558	20,478	50,939	81,607	132,197	359,421	89,014	394,488	842,923	-	-	105,068	-	240,563	1,188,554	11.94	928	31.12.2042
7,107	17,745	46,145	75,646	125,458	358,154	90,281	394,488	842,923	-	-	105,068	-	240,563	1,188,554	11.94	928	31.12.2043
5,766	15,023	40,843	68,512	116,332	348,704	88,764	384,841	822,309	-	-	125,675	-	240,562	1,188,546	11.94	928	31.12.2044
4,908	13,342	37,922	65,092	113,155	356,142	92,293	394,488	842,923	-	-	105,068	-	240,563	1,188,554	11.94	928	31.12.2045
4,090	11,602	34,475	60,550	107,767	356,142	92,293	394,488	842,923	-	-	105,068	-	240,563	1,188,554	11.94	928	31.12.2046
3,397	10,055	31,237	56,139	102,295	354,960	93,585	394,584	843,129	-	-	105,069	-	240,616	1,188,814	11.94	928	31.12.2047
2,828	8,735	28,370	52,173	97,331	354,623	95,129	395,646	845,398	-	-	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2048
2,285	7,366	25,012	47,066	89,896	343,909	94,880	386,002	824,791	-	-	125,687	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2049
1,928	6,485	23,021	44,328	86,681	348,194	101,558	395,646	845,398	-	-	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2050
1,598	5,609	20,815	41,012	82,107	346,309	103,443	395,646	845,398	-	-	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2051
1,332	4,877	18,923	38,151	78,197	346,309	103,443	395,646	845,398	-	-	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2052
712	2,721	11,037	22,769	47,780	222,182	122,441	303,165	647,788	-	197,611	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2053
602	2,400	10,179	21,488	46,165	225,405	114,285	298,825	638,516	-	186,276	125,687	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2054
790	3,289	14,580	31,493	69,272	355,138	94,614	395,646	845,398	-	-	105,080	-	241,195	1,191,673	11.94	928	31.12.2055
439	1,907	8,838	19,535	43,993	236,816	111,434	306,355	654,605	-	186,276	105,048	-	240,040	1,185,969	11.88	923	31.12.2056
549	2,485	12,042	27,237	62,797	354,941	87,600	389,303	831,844	-	-	104,986	-	237,731	1,174,561	11.76	914	31.12.2057
452	2,139	10,834	25,072	59,183	351,240	86,494	385,074	822,808	-	-	104,924	-	235,422	1,163,154	11.64	904	31.12.2058

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 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										
364	1,797	9,517	22,537	54,465	339,405	82,959	371,553	793,917	-	-	125,474	-	233,306	1,152,697	11.53	896	31.12.2059
308	1,584	8,772	21,258	52,596	344,145	84,375	376,968	805,488	-	-	104,804	-	230,997	1,141,289	11.41	886	31.12.2060
254	1,364	7,896	19,580	49,598	340,752	83,361	373,092	797,205	-	-	104,747	-	228,880	1,130,832	11.30	878	31.12.2061
215	1,205	7,289	18,495	47,966	346,017	73,689	369,215	788,921	-	-	104,690	-	226,764	1,120,375	11.19	869	31.12.2062
176	1,029	6,512	16,908	44,893	340,043	74,856	364,986	779,885	-	-	104,627	-	224,455	1,108,967	11.07	860	31.12.2063
(42)	(254)	(1,682)	(4,470)	(12,150)	(96,635)	5,766	-	(90,868)	174,542	-	20,198	-	26,359	130,231	1.30	101	31.12.2064
2,717,009	3,391,322	4,594,170	5,629,819	7,273,262	15,385,242	4,064,876	13,530,474	32,980,592	174,542	1,541,596	5,002,785	-	9,855,136	49,554,651	498.3	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 השותפות²²

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	12,559,341	3,942,738	2,884,573	2,279,923	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	15,358,697	4,702,753	3,437,212	2,725,170
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	13,579,717	4,119,376	3,031,918	2,416,696	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	16,626,369	4,919,025	3,615,381	2,889,271
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	13,831,794	4,185,651	3,091,190	2,472,464	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	16,937,785	4,994,169	3,682,081	2,952,160
קיסטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	11,861,323	3,747,789	2,740,705	2,162,867	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	16,066,493	4,893,466	3,574,580	2,834,875
משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	12,816,449	3,913,420	2,879,737	2,292,445	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	17,384,329	5,112,553	3,754,823	3,001,290
משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	13,054,508	3,977,522	2,936,975	2,346,114	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	17,709,881	5,189,836	3,823,423	3,066,066

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

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,044,211	2,595,190	3,551,371	11,164,347	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	2,938,910	3,705,381	5,076,601	16,764,486	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,167,085	2,727,046	3,708,182	12,060,758	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,115,356	3,896,926	5,309,587	18,148,713	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,218,621	2,781,983	3,769,466	12,282,596	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,181,230	3,967,008	5,389,138	18,490,489	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
2,275,591	2,878,592	3,933,605	12,520,061	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	2,728,078	3,437,087	4,679,236	14,073,922	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,412,243	3,025,780	4,109,983	13,537,276	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	2,888,353	3,610,892	4,889,874	15,179,200	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,468,045	3,085,088	4,176,281	13,788,661	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	2,955,271	3,682,318	4,969,902	15,421,024	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
2,156,207	2,731,560	3,733,921	11,802,416	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	2,838,740	3,572,683	4,852,199	14,140,688	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,285,631	2,870,384	3,899,188	12,752,785	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,005,633	3,754,175	5,073,583	15,259,371	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,341,858	2,930,764	3,967,145	12,995,690	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,070,348	3,822,667	5,150,069	15,503,275	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשרויות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%²³				
2,035,078	2,582,689	3,532,520	11,085,440	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)	2,943,331	3,700,531	5,014,032	14,201,110	משאבים מותנים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources)
2,157,771	2,714,316	3,688,934	11,975,774	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)	3,120,514	3,893,935	5,250,022	15,289,556	משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר ועתודות מוכחות וצפויות (Proved+Probable Reserves and Best Estimate Contingent Resources)
2,211,435	2,771,985	3,753,721	12,202,166	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)	3,186,382	3,964,044	5,329,059	15,534,069	משאבים מותנים באומדן הגבוה ועתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved+Probable+Possible Reserves and High Estimate Contingent Resources)

²³ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים 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 אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מהפקה של כ- BCF 282 גז טבעי וכ- 625 אלף 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: 24,25

רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 264	
43,467.14	44,292.83	45,267.94	38,657.50	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי)
4.98	5.01	5.37	5.21	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.54	0.55	0.59	0.52	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.13	0.13	0.14	0.12	המדינה
0.07	0.07	0.07	0.06	צדדים שלישיים
0.07	0.07	0.07	0.06	בעלי עניין
0.61	0.64	0.61	0.88	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF) ^{28,27}
3.63	3.62	3.96	3.63	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF)
0.73	0.72	0.74	0.63	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט

4. חוות דעת של המעריך

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

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

²⁵ הואיל וסך העלויות הכרוכות בהפקת הקונדנסט במהלך שנת 2021 עלו על סך ההכנסות שהתקבלו בגינו, והואיל והקונדנסט הוא תוצר לוואי של הפקת הגז הטבעי, לא הוצגו בטבלה לעיל נתונים נפרדים בקשר עם הפקת הקונדנסט, וכל העלויות וההוצאות בקשר עם הפקת הקונדנסט יוחסו להפקת הגז הטבעי.

²⁶ נתוני ההפקה לרבעון הרביעי לשנת 2021 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²⁷ הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

²⁸ יצוין כי, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה כוללות עלויות בגין הולכת גז טבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'יז 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 (הכל במונחי 100%).

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 20 בפברואר, 2022 ;
- (2) ציון שם התאגיד: דלק קידוחים - שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2018) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;

גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

השותפים במאגר לויתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן :

45.34%	השותפות
39.66%	Chevron Mediterranean Ltd.
15.00%	רציו חיפושי נפט (1992), שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ, השותף הכללי
בדלק קידוחים - שותפות מוגבלת

ע"י יוסי אבו, מנכ"ל
וצבי קרץ', סמנכ"ל אקספלורציה

February 20, 2022

Mr. Yossi Abu
Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

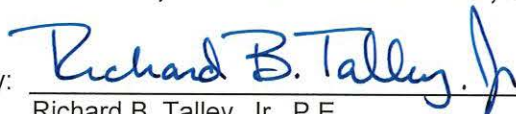
Dear Mr. Abu:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) 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 Delek Drilling 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 Delek Drilling 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
DELEK DRILLING 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
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP

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

February 20, 2022

Delek Drilling Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Delek Drilling Limited Partnership (Delek Drilling) 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 Delek Drilling interest in these properties. It is our understanding that Delek Drilling 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 Delek Drilling, 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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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	5,558.6	27.0	12.2
Probable	1,136.1	515.1	2.5	1.1
Proved + Probable (2P)	13,395.9	6,073.7	29.5	13.4
Possible	811.9	368.1	1.8	0.8
Proved + Probable + Possible (3P)	14,207.8	6,441.8	31.3	14.2

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Delek Drilling 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)	11,374.1	5,982.9	3,956.0	2,957.3	2,367.4
Probable	940.6	474.8	344.2	286.9	251.9
Proved + Probable (2P)	12,314.7	6,457.7	4,300.1	3,244.3	2,619.3
Possible	702.5	244.4	133.7	98.2	83.3
Proved + Probable + Possible (3P)	13,017.2	6,702.0	4,433.8	3,342.5	2,702.6

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 Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling'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 Delek Drilling'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 Delek Drilling 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 Delek Drilling 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 Delek Drilling 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⁾	1,669.1	1,754.9	1,537.0	3.7	3.9	3.4
Future Development	184.7	2,277.8	4,363.9	0.4	5.0	9.6
Total	1,853.8	4,032.7	5,900.9	4.1	8.9	13.0

⁽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 Delek Drilling 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)	2,582.9	847.3	368.5	205.9	137.6
Best Estimate (2C)	2,780.0	707.7	218.2	80.0	35.2
High Estimate (3C)	2,368.0	571.2	160.4	48.9	14.4

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

Working interest contingent revenue shown in this report is Delek Drilling's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow is after deductions for Delek Drilling's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Delek Drilling'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 Delek Drilling. Gas prices are based on Delek Drilling'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 Delek Drilling. 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 Delek Drilling 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 Delek Drilling'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 Delek Drilling, 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2021, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of Delek Drilling, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Delek Drilling, 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 Delek Drilling.

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.

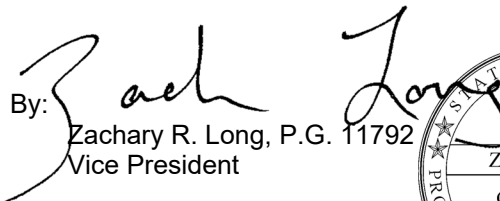
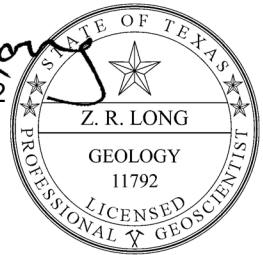
This assessment has been led by Mr. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas 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.

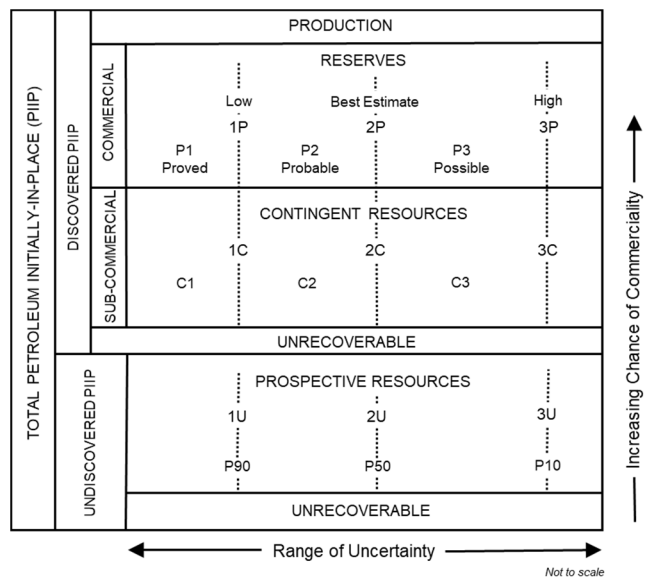


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

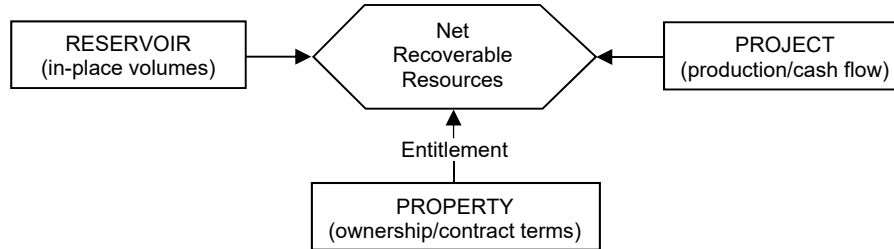


Figure 1.2—Resources evaluation

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
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	821.3	94.4	11.3	22.7	128.4	170.4	0.0	131.5	390.9
12-31-2023	874.1	100.5	12.1	24.1	136.7	44.3	0.0	130.4	562.7
12-31-2024	928.2	106.7	12.8	25.6	145.2	0.0	0.0	121.8	661.2
12-31-2025	939.6	108.1	13.0	25.9	147.0	0.0	0.0	120.2	672.4
12-31-2026	960.2	110.4	38.8	26.5	175.7	0.0	0.0	119.9	664.6
12-31-2027	979.6	112.7	58.6	27.0	198.3	0.0	0.0	122.4	659.0
12-31-2028	1,009.6	116.1	60.4	27.9	204.3	0.0	0.0	123.8	681.5
12-31-2029	1,030.3	118.5	61.6	28.4	208.5	0.0	0.0	144.4	677.4
12-31-2030	1,046.9	120.4	62.6	28.9	211.9	0.0	0.0	123.8	711.2
12-31-2031	1,065.1	122.5	63.7	29.4	215.6	0.0	0.0	123.9	725.6
12-31-2032	1,065.4	122.5	63.7	29.4	215.6	0.0	0.0	124.0	725.8
12-31-2033	1,065.4	122.5	63.7	29.4	215.6	0.0	0.0	123.9	725.9
12-31-2034	1,066.2	122.6	63.8	29.4	215.8	0.0	0.0	144.5	705.9
12-31-2035	1,002.0	115.2	59.9	27.7	202.8	0.0	0.0	100.9	698.2
12-31-2036	1,002.0	115.2	59.9	27.7	202.8	0.0	0.0	100.9	698.2
Subtotal	14,855.9	1,708.4	705.9	410.0	2,824.3	214.7	0.0	1,856.2	9,960.7
Remaining	20,124.9	2,314.4	1,203.5	555.4	4,073.3	0.0	95.7	2,806.5	13,149.5
Total	34,980.8	4,022.8	1,909.3	965.5	6,897.6	214.7	95.7	4,662.7	23,110.1

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	390.9	23.0	78.4	312.5	305.0	298.0	291.4	285.3
12-31-2023	0.0	0.0	562.7	23.0	86.5	476.2	442.6	412.8	386.2	362.3
12-31-2024	0.0	0.0	661.2	23.0	97.3	564.0	499.2	444.4	397.7	357.5
12-31-2025	0.0	0.0	672.4	23.0	99.8	572.6	482.7	410.2	351.1	302.5
12-31-2026	0.0	0.0	664.6	23.0	98.0	566.6	454.9	369.0	302.1	249.4
12-31-2027	5.2	34.2	624.8	23.0	88.9	535.9	409.8	317.3	248.5	196.6
12-31-2028	25.7	175.4	506.1	23.0	61.6	444.5	323.7	239.2	179.2	135.9
12-31-2029	32.7	221.3	456.1	23.0	50.1	406.0	281.6	198.7	142.3	103.4
12-31-2030	36.5	274.2	437.1	23.0	90.0	347.0	229.2	154.4	105.8	73.7
12-31-2031	44.0	319.1	406.5	23.0	84.0	322.5	202.9	130.4	85.5	57.1
12-31-2032	46.8	339.6	386.2	23.0	80.9	305.2	182.9	112.2	70.4	45.0
12-31-2033	46.8	339.7	386.2	23.0	82.6	303.6	173.2	101.4	60.8	37.3
12-31-2034	46.8	330.4	375.5	23.0	81.3	294.2	159.9	89.4	51.3	30.1
12-31-2035	46.8	326.8	371.5	23.0	85.3	286.1	148.1	79.0	43.4	24.4
12-31-2036	46.8	326.8	371.5	23.0	85.3	286.1	141.0	71.8	37.7	20.3
Subtotal		2,697.5	7,273.2		1,250.1	6,023.1	4,436.7	3,428.1	2,753.2	2,280.9
Remaining		6,181.8	6,967.6		1,616.7	5,350.9	1,546.2	527.8	204.1	86.5
Total		8,879.3	14,240.8		2,866.7	11,374.1	5,982.9	3,956.0	2,957.3	2,367.4

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 Delek Drilling.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	141.9	16.3	2.0	3.9	22.2	0.0	0.0	16.6	103.1
12-31-2023	94.3	10.8	1.3	2.6	14.8	0.0	0.0	10.2	69.4
12-31-2024	132.6	15.2	1.8	3.7	20.7	0.0	0.0	12.7	99.1
12-31-2025	149.4	17.2	12.9	4.1	34.2	0.0	0.0	12.7	102.5
12-31-2026	170.4	19.6	28.8	4.7	53.1	0.0	0.0	13.1	104.2
12-31-2027	173.7	20.0	10.4	4.8	35.2	0.0	0.0	13.2	125.3
12-31-2028	179.6	20.7	10.7	5.0	36.4	0.0	0.0	13.3	130.0
12-31-2029	166.6	19.2	10.0	4.6	33.7	0.0	0.0	13.1	119.8
12-31-2030	138.5	15.9	8.3	3.8	28.0	0.0	0.0	13.0	97.5
12-31-2031	108.3	12.4	6.5	3.0	21.9	0.0	0.0	6.9	79.4
12-31-2032	81.7	9.4	4.9	2.3	16.5	0.0	0.0	6.8	58.3
12-31-2033	56.0	6.4	3.3	1.5	11.3	0.0	0.0	6.7	38.0
12-31-2034	33.2	3.8	2.0	0.9	6.7	0.0	0.0	6.5	20.0
12-31-2035	8.0	0.9	0.5	0.2	1.6	0.0	0.0	2.4	3.9
12-31-2036	-12.0	-1.4	-0.7	-0.3	-2.4	0.0	0.0	2.3	-11.9
Subtotal	1,622.1	186.5	102.6	44.8	333.9	0.0	0.0	149.6	1,138.6
Remaining	1,597.5	183.7	95.5	44.1	323.3	0.0	0.0	74.0	1,200.1
Total	3,219.5	370.2	198.1	88.9	657.2	0.0	0.0	223.6	2,338.7

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	103.1	23.0	23.7	79.4	77.5	75.7	74.0	72.5
12-31-2023	0.0	0.0	69.4	23.0	16.0	53.4	49.7	46.3	43.3	40.6
12-31-2024	0.0	0.0	99.1	23.0	22.8	76.3	67.6	60.1	53.8	48.4
12-31-2025	0.0	0.0	102.5	23.0	23.6	78.9	66.5	56.5	48.4	41.7
12-31-2026	0.0	0.0	104.2	23.0	24.0	80.3	64.4	52.3	42.8	35.3
12-31-2027	24.8	160.3	-35.0	23.0	-8.0	-26.9	-20.6	-15.9	-12.5	-9.9
12-31-2028	33.4	95.4	34.6	23.0	8.0	26.6	19.4	14.3	10.7	8.1
12-31-2029	40.2	99.5	20.3	23.0	4.7	15.6	10.8	7.6	5.5	4.0
12-31-2030	45.8	95.9	1.6	23.0	0.4	1.2	0.8	0.5	0.4	0.3
12-31-2031	46.8	57.6	21.7	23.0	5.0	16.7	10.5	6.8	4.4	3.0
12-31-2032	46.8	27.3	31.0	23.0	7.1	23.8	14.3	8.8	5.5	3.5
12-31-2033	46.8	17.8	20.2	23.0	4.6	15.6	8.9	5.2	3.1	1.9
12-31-2034	46.8	9.3	10.6	23.0	2.4	8.2	4.4	2.5	1.4	0.8
12-31-2035	46.8	1.8	2.1	23.0	0.5	1.6	0.8	0.4	0.2	0.1
12-31-2036	46.8	-5.6	-6.3	23.0	-1.5	-4.9	-2.4	-1.2	-0.6	-0.3
Subtotal		559.5	579.1		133.2	445.9	372.7	320.0	280.5	250.1
Remaining		557.7	642.4		147.8	494.7	102.1	24.2	6.4	1.8
Total		1,117.2	1,221.6		281.0	940.6	474.8	344.2	286.9	251.9

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 Delek Drilling.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	963.1	110.8	13.3	26.6	150.6	170.4	0.0	148.1	494.0
12-31-2023	968.4	111.4	13.4	26.7	151.5	44.3	0.0	140.6	632.1
12-31-2024	1,060.8	122.0	14.6	29.3	165.9	0.0	0.0	134.5	760.4
12-31-2025	1,099.0	125.2	25.8	30.1	181.1	0.0	0.0	132.9	774.9
12-31-2026	1,130.7	130.0	67.6	31.2	228.8	0.0	0.0	133.0	768.8
12-31-2027	1,153.3	132.6	69.0	31.8	233.4	0.0	0.0	135.6	784.3
12-31-2028	1,189.2	136.8	71.1	32.8	240.7	0.0	0.0	137.0	811.5
12-31-2029	1,196.9	137.6	71.6	33.0	242.3	0.0	0.0	157.5	797.2
12-31-2030	1,185.5	136.3	70.9	32.7	239.9	0.0	0.0	136.8	808.8
12-31-2031	1,173.3	134.9	70.2	32.4	237.5	0.0	0.0	130.8	805.0
12-31-2032	1,147.0	131.9	68.6	31.7	232.2	0.0	0.0	130.8	784.1
12-31-2033	1,121.4	129.0	67.1	31.0	227.0	0.0	0.0	130.5	763.9
12-31-2034	1,099.4	126.4	65.7	30.3	222.5	0.0	0.0	151.0	725.9
12-31-2035	1,009.9	116.1	60.4	27.9	204.4	0.0	0.0	103.4	702.2
12-31-2036	990.0	113.8	59.2	27.3	200.4	0.0	0.0	103.3	686.3
Subtotal	16,478.0	1,895.0	808.5	454.8	3,158.2	214.7	0.0	2,005.8	11,099.3
Remaining	21,722.4	2,498.1	1,299.0	599.5	4,396.6	0.0	95.7	2,880.5	14,349.6
Total	38,200.4	4,393.0	2,107.4	1,054.3	7,554.8	214.7	95.7	4,886.3	25,448.9

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	494.0	23.0	102.1	391.9	382.5	373.7	365.5	357.8
12-31-2023	0.0	0.0	632.1	23.0	102.4	529.7	492.3	459.1	429.5	402.9
12-31-2024	0.0	0.0	760.4	23.0	120.1	640.3	566.8	504.6	451.5	405.9
12-31-2025	0.0	0.0	774.9	23.0	123.4	651.5	549.2	466.7	399.5	344.2
12-31-2026	0.0	0.0	768.8	23.0	122.0	646.8	519.3	421.2	344.9	284.8
12-31-2027	24.8	194.5	589.8	23.0	80.8	509.0	389.2	301.3	236.0	186.7
12-31-2028	33.4	270.8	540.6	23.0	69.5	471.1	343.1	253.6	189.9	144.0
12-31-2029	40.2	320.8	476.4	23.0	54.7	421.6	292.4	206.3	147.8	107.4
12-31-2030	45.8	370.1	438.6	23.0	90.4	348.2	230.0	154.9	106.2	73.9
12-31-2031	46.8	376.8	428.3	23.0	89.0	339.3	213.4	137.2	89.9	60.0
12-31-2032	46.8	366.9	417.1	23.0	88.1	329.1	197.1	121.0	75.9	48.5
12-31-2033	46.8	357.5	406.4	23.0	87.3	319.1	182.1	106.6	64.0	39.2
12-31-2034	46.8	339.7	386.2	23.0	83.7	302.4	164.3	91.9	52.7	31.0
12-31-2035	46.8	328.6	373.5	23.0	85.8	287.7	148.9	79.5	43.6	24.5
12-31-2036	46.8	321.2	365.1	23.0	83.9	281.2	138.6	70.6	37.1	20.0
Subtotal		3,246.9	7,852.4		1,383.3	6,469.1	4,809.4	3,748.1	3,033.8	2,530.9
Remaining		6,739.6	7,610.0		1,764.4	5,845.6	1,648.3	582.0	210.5	88.4
Total		9,986.5	15,462.4		3,147.7	12,314.7	6,457.7	4,300.1	3,244.3	2,619.3

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 Delek Drilling.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	49.5	5.7	0.7	1.4	7.7	0.0	0.0	2.0	39.7
12-31-2023	88.2	10.1	1.2	2.4	13.8	0.0	0.0	7.1	67.3
12-31-2024	42.8	4.9	0.6	1.2	6.7	0.0	0.0	5.0	31.1
12-31-2025	25.1	2.9	12.0	0.7	15.6	0.0	0.0	4.8	4.7
12-31-2026	7.7	0.9	0.5	0.2	1.6	0.0	0.0	5.1	1.0
12-31-2027	9.4	1.1	0.6	0.3	1.9	0.0	0.0	5.1	2.4
12-31-2028	7.6	0.9	0.5	0.2	1.5	0.0	0.0	5.1	0.9
12-31-2029	25.1	2.9	1.5	0.7	5.1	0.0	0.0	5.2	14.8
12-31-2030	40.8	4.7	2.4	1.1	8.3	0.0	0.0	5.3	27.3
12-31-2031	35.8	4.1	2.1	1.0	7.2	0.0	0.0	2.3	26.2
12-31-2032	32.2	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	-2.8	28.5
12-31-2033	31.2	3.6	1.9	0.9	6.3	0.0	0.0	-6.5	31.5
12-31-2034	32.3	3.7	1.9	0.9	6.5	0.0	0.0	-4.6	30.3
12-31-2035	34.5	4.0	2.1	1.0	7.0	0.0	0.0	0.9	26.6
12-31-2036	34.5	4.0	2.1	1.0	7.0	0.0	0.0	0.9	26.6
Subtotal	496.8	57.1	31.9	13.7	102.8	0.0	0.0	35.1	359.0
Remaining	1,732.6	199.3	103.6	47.8	350.7	0.0	0.0	29.7	1,352.3
Total	2,229.4	256.4	135.5	61.5	453.4	0.0	0.0	64.7	1,711.2

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	39.7	23.0	9.1	30.6	29.9	29.2	28.5	27.9
12-31-2023	0.0	0.0	67.3	23.0	15.5	51.8	48.2	44.9	42.0	39.4
12-31-2024	0.0	0.0	31.1	23.0	7.2	24.0	21.2	18.9	16.9	15.2
12-31-2025	0.0	0.0	4.7	23.0	1.1	3.6	3.1	2.6	2.2	1.9
12-31-2026	3.5	27.0	-26.0	23.0	-6.0	-20.0	-16.0	-13.0	-10.7	-8.8
12-31-2027	26.6	14.6	-12.3	23.0	-2.8	-9.4	-7.2	-5.6	-4.4	-3.5
12-31-2028	34.9	12.9	-12.0	23.0	-2.8	-9.2	-6.7	-5.0	-3.7	-2.8
12-31-2029	41.7	18.0	-3.2	23.0	-0.7	-2.5	-1.7	-1.2	-0.9	-0.6
12-31-2030	46.5	18.5	8.8	23.0	2.0	6.8	4.5	3.0	2.1	1.4
12-31-2031	46.8	12.3	13.9	23.0	3.2	10.7	6.8	4.3	2.8	1.9
12-31-2032	46.8	13.3	15.1	23.0	3.5	11.7	7.0	4.3	2.7	1.7
12-31-2033	46.8	14.7	16.7	23.0	3.8	12.9	7.4	4.3	2.6	1.6
12-31-2034	46.8	14.2	16.1	23.0	3.7	12.4	6.8	3.8	2.2	1.3
12-31-2035	46.8	12.5	14.2	23.0	3.3	10.9	5.6	3.0	1.7	0.9
12-31-2036	46.8	12.5	14.2	23.0	3.3	10.9	5.4	2.7	1.4	0.8
Subtotal		170.4	188.6		43.4	145.2	114.0	96.3	85.5	78.4
Remaining		628.5	723.8		166.5	557.3	130.4	37.4	12.7	4.9
Total		798.8	912.4		209.8	702.5	244.4	133.7	98.2	83.3

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 Delek Drilling.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%	
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)	(MM\$)
12-31-2022	1,012.7	116.5	14.0	27.9	158.4	170.4	0.0	150.2	533.8	
12-31-2023	1,056.6	121.5	14.6	29.2	165.3	44.3	0.0	147.6	699.4	
12-31-2024	1,103.6	126.9	15.2	30.5	172.6	0.0	0.0	139.5	791.5	
12-31-2025	1,114.1	128.1	37.9	30.7	196.7	0.0	0.0	137.7	779.6	
12-31-2026	1,138.3	130.9	68.1	31.4	230.4	0.0	0.0	138.1	769.8	
12-31-2027	1,182.7	133.7	69.5	32.1	235.3	0.0	0.0	140.7	786.7	
12-31-2028	1,196.8	137.6	71.6	33.0	242.2	0.0	0.0	142.1	812.4	
12-31-2029	1,222.0	140.5	73.1	33.7	247.3	0.0	0.0	162.7	812.0	
12-31-2030	1,226.3	141.0	73.3	33.8	248.2	0.0	0.0	142.1	836.0	
12-31-2031	1,209.1	139.0	72.3	33.4	244.7	0.0	0.0	133.2	831.2	
12-31-2032	1,179.2	135.6	70.5	32.5	238.7	0.0	0.0	128.1	812.5	
12-31-2033	1,152.7	132.6	68.9	31.8	233.3	0.0	0.0	124.0	795.4	
12-31-2034	1,131.7	130.1	67.7	31.2	229.1	0.0	0.0	146.4	756.2	
12-31-2035	1,044.4	120.1	62.5	28.8	211.4	0.0	0.0	104.3	728.8	
12-31-2036	1,024.5	117.8	61.3	28.3	207.4	0.0	0.0	104.2	712.9	
Subtotal	16,974.8	1,952.1	840.4	468.5	3,281.0	214.7	0.0	2,040.8	11,458.2	
Remaining	23,455.0	2,697.3	1,402.6	647.4	4,747.3	0.0	95.7	2,910.2	15,701.9	
Total	40,429.8	4,649.4	2,243.0	1,115.9	8,008.3	214.7	95.7	4,951.0	27,160.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	533.8	23.0	111.2	422.5	412.3	402.9	394.0	385.7
12-31-2023	0.0	0.0	699.4	23.0	117.9	581.5	540.5	504.0	471.5	442.4
12-31-2024	0.0	0.0	791.5	23.0	127.2	664.3	598.0	523.4	468.4	421.1
12-31-2025	0.0	0.0	779.6	23.0	124.5	655.1	552.3	469.3	401.7	346.1
12-31-2026	3.5	27.0	742.9	23.0	116.0	626.8	503.3	408.2	334.2	276.0
12-31-2027	26.6	209.1	577.6	23.0	78.0	499.6	382.0	295.7	231.6	183.3
12-31-2028	34.9	283.8	528.6	23.0	66.8	461.9	336.4	248.6	186.2	141.2
12-31-2029	41.7	338.8	473.2	23.0	54.0	419.2	290.7	205.1	146.9	106.8
12-31-2030	46.5	388.6	447.5	23.0	92.4	355.0	234.5	157.9	108.2	75.4
12-31-2031	46.8	389.0	442.2	23.0	92.2	350.0	220.2	141.5	92.8	61.9
12-31-2032	46.8	380.3	432.3	23.0	91.5	340.7	204.1	125.3	78.5	50.2
12-31-2033	46.8	372.2	423.1	23.0	91.1	332.0	189.4	111.0	66.5	40.8
12-31-2034	46.8	353.9	402.3	23.0	87.4	314.9	171.1	95.7	54.9	32.2
12-31-2035	46.8	341.1	387.7	23.0	89.1	298.6	154.6	82.5	45.3	25.5
12-31-2036	46.8	333.7	379.3	23.0	87.1	292.1	144.0	73.3	38.5	20.8
Subtotal		3,417.3	8,040.9		1,426.6	6,614.3	4,923.3	3,844.4	3,119.3	2,609.3
Remaining		7,368.0	8,333.9		1,930.9	6,402.9	1,778.7	589.4	223.2	93.3
Total		10,785.3	16,374.8		3,357.5	13,017.2	6,702.0	4,433.8	3,342.5	2,702.6

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 Delek Drilling.

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Year	Delek Drilling Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2021 ⁽²⁾	171.5	5.15	0.75	0.68	3.72	2.9
2020	116.2	5.06	0.74	0.76	3.56	1.9

Note: Values in this table have been provided by Delek Drilling; 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
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2023	33.5	3.9	0.5	0.9	5.2	0.0	0.0	28.1	
12-31-2024	22.3	2.6	0.3	0.6	3.5	0.0	0.0	18.6	
12-31-2025	68.3	7.8	0.9	1.9	10.7	0.0	0.0	57.2	
12-31-2026	91.9	10.6	13.8	2.5	26.9	0.0	0.0	64.5	
12-31-2027	124.7	14.3	7.5	3.4	25.2	0.0	0.0	98.7	
12-31-2028	173.9	20.0	10.4	4.8	35.2	0.0	0.0	137.7	
12-31-2029	175.7	20.2	10.5	4.8	35.6	87.5	0.0	51.7	
12-31-2030	177.5	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	140.6	
12-31-2031	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	143.1	
12-31-2032	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	197.6	0.0	-54.5	
12-31-2033	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	143.1	
12-31-2034	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	143.1	
12-31-2035	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	110.1	0.0	32.9	
12-31-2036	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	197.6	0.0	-54.5	
Subtotal	1,951.4	224.4	119.3	53.9	397.5	592.8	0.0	950.3	
Remaining	7,901.6	908.7	472.5	218.1	1,599.3	734.0	78.9	5,445.8	
Total	9,853.0	1,133.1	591.8	271.9	1,996.8	1,326.9	78.9	6,396.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)
12-31-2022	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	28.1	23.0	6.5	21.6	20.1	18.7	17.5	16.4
12-31-2024	0.0	0.0	18.6	23.0	4.3	14.4	12.7	11.3	10.1	9.1
12-31-2025	0.0	0.0	57.2	23.0	13.2	44.0	37.1	31.5	27.0	23.3
12-31-2026	0.0	0.0	64.5	23.0	14.8	49.7	39.9	32.4	26.5	21.9
12-31-2027	13.1	65.0	33.8	23.0	7.8	26.0	19.9	15.4	12.1	9.5
12-31-2028	29.6	66.8	70.9	23.0	16.3	54.6	39.7	29.4	22.0	16.7
12-31-2029	36.8	47.2	4.5	23.0	20.1	-15.6	-10.9	-7.7	-5.5	-4.0
12-31-2030	43.2	93.9	46.7	23.0	8.7	38.0	25.1	16.9	11.6	8.1
12-31-2031	46.8	87.4	55.6	23.0	10.8	44.9	28.2	18.1	11.9	7.9
12-31-2032	46.8	-25.5	-29.1	23.0	34.5	-63.5	-38.1	-23.4	-14.6	-9.4
12-31-2033	46.8	67.0	76.1	23.0	10.9	65.2	37.2	21.8	13.1	8.0
12-31-2034	46.8	67.0	76.1	23.0	10.9	65.2	35.4	19.8	11.4	6.7
12-31-2035	46.8	15.4	17.5	23.0	21.5	-4.0	-2.1	-1.1	-0.6	-0.3
12-31-2036	46.8	-25.5	-29.0	23.0	27.4	-56.4	-27.8	-14.2	-7.4	-4.0
Subtotal		458.7	491.6		207.8	283.8	216.5	169.0	134.9	109.9
Remaining		2,582.9	2,862.8		563.7	2,299.1	630.8	199.5	71.0	27.8
Total		3,041.6	3,354.5		771.5	2,582.9	847.3	368.5	205.9	137.6

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 Delek Drilling.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0%	
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				(MM\$)	(MM\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	26.1	3.0	0.4	0.7	4.1	0.0	0.0	0.2	21.9	0.1
12-31-2024	14.0	1.6	0.2	0.4	2.2	0.0	0.0	0.1	11.7	0.1
12-31-2025	16.3	1.9	3.7	0.4	6.0	0.0	0.0	0.1	10.2	0.7
12-31-2026	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7
12-31-2027	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7
12-31-2028	3.7	0.4	0.2	0.1	0.7	87.5	0.0	0.0	-84.6	16.1
12-31-2029	20.3	2.3	1.2	0.6	4.1	0.0	0.0	0.1	-69.4	64.0
12-31-2030	51.4	5.9	3.1	1.4	10.4	110.1	0.0	0.3	65.1	18.0
12-31-2031	80.8	9.3	4.8	2.2	16.4	0.0	0.0	0.4	123.5	140.8
12-31-2032	107.4	12.4	6.4	3.0	21.7	0.0	0.0	0.6	140.8	46.5
12-31-2033	133.1	15.3	8.0	3.7	26.9	87.5	0.0	0.7		
12-31-2034	155.9	17.9	9.3	4.3	31.6	0.0	0.0	0.9		
12-31-2035	177.8	20.4	10.6	4.9	36.0	0.0	0.0	1.0		
12-31-2036	197.7	22.7	11.8	5.5	40.0	110.1	0.0	1.1		
Subtotal	986.3	113.4	59.9	27.2	200.5	395.2	0.0	5.4	385.1	
Remaining	9,421.7	1,083.5	563.4	260.0	1,907.0	931.6	78.9	53.3	6,450.9	
Total	10,408.0	1,196.9	623.3	287.3	2,107.5	1,326.9	78.9	58.7	6,836.1	

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)	
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	21.9	23.0	5.0	16.9	15.7	14.6	13.7	12.8	
12-31-2024	0.0	0.0	11.7	23.0	2.7	9.0	8.0	7.1	6.4	5.7	
12-31-2025	0.0	0.0	10.2	23.0	2.3	7.8	6.6	5.6	4.8	4.1	
12-31-2026	1.7	12.9	-12.2	23.0	-2.8	-9.4	-7.5	-6.1	-5.0	-4.1	
12-31-2027	25.3	4.1	-3.4	23.0	-0.8	-2.7	-2.0	-1.6	-1.2	-1.0	
12-31-2028	33.3	-28.9	-55.7	23.0	6.3	-62.0	-45.2	-33.4	-25.0	-19.0	
12-31-2029	40.0	4.4	11.7	23.0	0.7	11.0	7.7	5.4	3.9	2.8	
12-31-2030	45.6	-33.2	-36.3	23.0	13.7	-50.0	-33.0	-22.2	-15.2	-10.6	
12-31-2031	46.8	30.0	34.1	23.0	3.3	30.8	19.4	12.4	8.2	5.4	
12-31-2032	46.8	39.8	45.3	23.0	5.9	39.4	23.6	14.5	9.1	5.8	
12-31-2033	46.8	8.4	9.6	23.0	16.8	-7.2	-4.1	-2.4	-1.4	-0.9	
12-31-2034	46.8	57.8	65.7	23.0	8.6	57.1	31.1	17.4	10.0	5.9	
12-31-2035	46.8	65.9	74.9	23.0	10.7	64.2	33.2	17.7	9.7	5.5	
12-31-2036	46.8	21.8	24.7	23.0	23.2	1.5	0.8	0.4	0.2	0.1	
Subtotal		183.0	202.1		95.5	106.6	54.1	29.5	17.9	12.6	
Remaining		3,042.7	3,408.2		734.9	2,673.4	653.6	188.7	62.1	22.6	
Total		3,225.7	3,610.4		830.4	2,780.0	707.7	218.2	80.0	35.2	

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 Delek Drilling.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
DELEK DRILLING LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2022	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	87.5	0.0	0.0	-87.5
12-31-2030	15.9	1.8	0.9	0.4	3.2	0.0	0.0	0.1	12.6
12-31-2031	47.5	5.5	2.8	1.3	9.6	0.0	0.0	0.3	37.7
12-31-2032	75.1	8.6	4.5	2.1	15.2	110.1	0.0	0.4	-50.7
12-31-2033	99.8	11.5	6.0	2.8	20.2	0.0	0.0	0.5	79.1
12-31-2034	122.6	14.1	7.3	3.4	24.8	87.5	0.0	0.7	9.7
12-31-2035	143.5	16.5	8.6	4.0	29.1	0.0	0.0	0.8	113.7
12-31-2036	163.5	18.8	9.8	4.5	33.1	0.0	0.0	0.9	129.5
Subtotal	668.0	78.8	39.9	18.4	135.2	285.1	0.0	3.7	244.1
Remaining	8,456.9	972.5	505.7	233.4	1,711.7	1,041.8	78.9	48.1	5,576.4
Total	9,124.9	1,049.4	545.7	251.8	1,846.9	1,326.9	78.9	51.7	5,820.5

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MM\$)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (MM\$)	Discounted at 5% (MM\$)	Discounted at 10% (MM\$)	Discounted at 15% (MM\$)	Discounted at 20% (MM\$)	
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	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	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	3.5	0.0	0.0	23.0	0.0	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	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	0.0
12-31-2029	41.2	-40.1	-47.3	23.0	8.2	-55.6	-38.5	-27.2	-19.5	-14.2	-14.2
12-31-2030	46.2	3.3	9.3	23.0	0.1	9.2	6.1	4.1	2.8	2.0	2.0
12-31-2031	46.8	17.6	20.0	23.0	2.6	17.4	11.0	7.1	4.6	3.1	3.1
12-31-2032	46.8	-23.7	-26.9	23.0	15.9	-42.8	-25.6	-15.7	-9.9	-6.3	-6.3
12-31-2033	46.8	37.0	42.1	23.0	5.1	36.9	21.1	12.3	7.4	4.5	4.5
12-31-2034	46.8	4.5	5.1	23.0	15.8	-10.6	-5.8	-3.2	-1.8	-1.1	-1.1
12-31-2035	46.8	53.2	60.5	23.0	7.4	53.1	27.5	14.7	8.1	4.5	4.5
12-31-2036	46.8	60.6	68.9	23.0	9.3	59.6	29.4	15.0	7.9	4.2	4.2
Subtotal		112.4	131.7		64.3	67.3	25.1	7.0	-0.5	-3.2	-3.2
Remaining		2,632.7	2,943.7		643.0	2,300.7	546.2	153.4	49.3	17.6	17.6
Total		2,745.1	3,075.3		707.3	2,368.0	571.2	160.4	48.9	14.4	14.4

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 Delek Drilling.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling 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 (1P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 1P RESERVES)
DELEK DRILLING 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	821.3	94.4	11.3	22.7	128.4	170.4	0.0	131.5	390.9
12-31-2023	997.6	104.4	12.5	25.1	142.0	44.3	0.0	130.6	590.7
12-31-2024	950.5	109.3	13.1	26.2	148.7	0.0	0.0	122.0	679.9
12-31-2025	1,007.9	115.9	13.9	27.8	157.6	0.0	0.0	120.8	729.6
12-31-2026	1,052.1	121.0	52.6	29.0	202.6	0.0	0.0	120.4	729.1
12-31-2027	1,104.3	127.0	66.0	30.5	223.5	0.0	0.0	123.1	757.7
12-31-2028	1,183.4	136.1	70.8	32.7	239.5	0.0	0.0	124.7	819.2
12-31-2029	1,206.0	138.7	72.1	33.3	244.1	87.5	0.0	145.3	729.1
12-31-2030	1,224.5	140.8	73.2	33.8	247.8	0.0	0.0	124.8	851.9
12-31-2031	1,245.7	143.3	74.5	34.4	252.1	0.0	0.0	124.9	868.7
12-31-2032	1,246.0	143.3	74.5	34.4	252.2	197.6	0.0	124.9	671.2
12-31-2033	1,246.1	143.3	74.5	34.4	252.2	0.0	0.0	124.9	869.0
12-31-2034	1,246.8	143.4	74.6	34.4	252.3	0.0	0.0	145.5	849.0
12-31-2035	1,182.6	136.0	70.7	32.6	239.4	110.1	0.0	101.9	731.2
12-31-2036	1,182.6	136.0	70.7	32.6	239.4	197.6	0.0	101.9	643.7
Subtotal	16,807.3	1,932.8	825.1	483.9	3,221.8	807.6	0.0	1,867.0	10,911.0
Remaining	28,026.5	3,223.0	1,876.0	773.5	5,872.6	734.0	174.5	2,850.1	18,595.2
Total	44,833.8	5,155.9	2,501.1	1,237.4	8,894.4	1,541.6	174.5	4,717.1	29,506.2

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	390.9	23.0	78.4	312.5	305.0	298.0	291.4	285.3
12-31-2023	0.0	0.0	590.7	23.0	92.9	497.8	462.7	431.5	403.7	378.7
12-31-2024	0.0	0.0	679.9	23.0	101.5	578.3	511.9	455.7	407.8	366.6
12-31-2025	0.0	0.0	729.6	23.0	113.0	616.6	519.8	441.7	378.1	325.7
12-31-2026	0.0	0.0	729.1	23.0	112.9	616.3	494.8	401.3	326.6	271.3
12-31-2027	13.1	99.1	658.6	23.0	96.6	561.9	429.7	332.7	260.5	206.1
12-31-2028	29.6	242.3	576.9	23.0	77.9	499.1	363.4	268.6	201.2	152.6
12-31-2029	36.8	268.5	460.6	23.0	70.2	390.4	270.7	191.0	136.9	99.5
12-31-2030	43.2	368.1	483.8	23.0	96.8	385.0	254.3	171.2	117.4	81.7
12-31-2031	46.8	406.5	462.2	23.0	94.8	367.4	231.1	148.6	97.4	65.0
12-31-2032	46.8	314.1	357.1	23.0	115.4	241.7	144.8	88.8	55.7	35.6
12-31-2033	46.8	406.7	462.3	23.0	93.6	368.7	210.4	123.2	73.9	45.3
12-31-2034	46.8	397.3	451.6	23.0	92.2	359.4	195.3	109.2	62.6	36.8
12-31-2035	46.8	342.2	369.0	23.0	106.9	262.1	146.0	77.9	42.8	24.1
12-31-2036	46.8	301.8	342.5	23.0	112.8	229.7	113.2	57.7	30.3	16.3
Subtotal		3,148.2	7,764.8		1,457.9	6,306.9	4,653.2	3,597.2	2,888.1	2,390.7
Remaining		8,764.8	9,830.5		2,180.4	7,650.1	2,177.0	727.3	275.1	114.3
Total		11,910.9	17,595.3		3,638.3	13,957.0	6,830.2	4,324.5	3,163.2	2,505.0

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 Delek Drilling.

⁽³⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Delek Drilling 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)
DELEK DRILLING 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	963.1	110.8	13.3	26.6	150.6	170.4	0.0	148.1	494.0
12-31-2023	994.6	114.4	13.7	27.5	155.6	44.3	0.0	140.7	654.0
12-31-2024	1,074.8	123.6	14.8	29.7	168.1	0.0	0.0	134.6	772.1
12-31-2025	1,105.2	127.1	29.6	30.5	187.1	0.0	0.0	133.0	785.1
12-31-2026	1,131.5	130.1	67.7	31.2	229.0	0.0	0.0	133.0	769.5
12-31-2027	1,154.2	132.7	69.0	31.9	233.6	0.0	0.0	135.6	765.0
12-31-2028	1,192.9	137.2	71.3	32.9	241.4	67.5	0.0	137.0	726.9
12-31-2029	1,217.3	140.0	72.8	33.6	246.4	0.0	0.0	137.6	813.3
12-31-2030	1,236.9	142.2	74.0	34.1	250.3	110.1	0.0	137.1	739.3
12-31-2031	1,254.1	144.2	75.0	34.6	253.8	0.0	0.0	131.3	869.0
12-31-2032	1,254.4	144.3	75.0	34.6	253.9	0.0	0.0	131.4	869.1
12-31-2033	1,254.5	144.3	75.0	34.6	253.9	87.5	0.0	131.3	781.9
12-31-2034	1,255.3	144.4	75.1	34.6	254.1	0.0	0.0	131.9	849.3
12-31-2035	1,187.7	136.6	71.0	32.8	240.4	0.0	0.0	104.3	843.0
12-31-2036	1,187.7	136.6	71.0	32.8	240.4	110.1	0.0	104.3	732.8
Subtotal	17,484.3	2,006.4	868.3	482.0	3,358.7	809.9	0.0	2,011.2	11,484.4
Remaining	31,144.1	3,581.6	1,862.4	859.6	6,303.6	931.6	174.5	2,933.8	20,800.5
Total	48,608.4	5,590.0	2,730.7	1,341.6	9,662.3	1,541.6	174.5	4,945.0	32,284.9

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	494.0	23.0	102.1	391.9	382.5	373.7	365.5	357.8
12-31-2023	0.0	0.0	654.0	23.0	107.4	546.5	507.9	473.7	443.2	415.7
12-31-2024	0.0	0.0	772.1	23.0	122.8	649.3	574.8	511.7	457.9	411.6
12-31-2025	0.0	0.0	785.1	23.0	125.7	659.3	555.8	472.3	404.3	348.3
12-31-2026	1.7	12.9	756.6	23.0	118.2	637.4	511.8	415.1	339.9	280.6
12-31-2027	25.3	198.6	586.4	23.0	80.0	506.3	387.2	298.8	234.8	185.8
12-31-2028	33.3	242.0	484.9	23.0	75.8	409.1	297.9	220.2	164.9	125.1
12-31-2029	40.0	325.2	488.1	23.0	55.4	432.7	300.1	211.7	151.7	110.2
12-31-2030	45.8	338.9	402.4	23.0	104.1	298.3	197.0	132.7	90.9	63.3
12-31-2031	46.8	406.7	462.3	23.0	92.3	370.1	232.8	148.6	98.1	65.5
12-31-2032	46.8	406.8	462.4	23.0	93.9	368.5	220.8	135.4	84.9	54.3
12-31-2033	46.8	365.9	416.0	23.0	104.0	311.9	178.0	104.2	62.5	38.3
12-31-2034	46.8	397.5	451.9	23.0	92.3	359.6	195.4	109.2	62.7	36.8
12-31-2035	46.8	394.5	448.5	23.0	96.5	352.0	182.2	97.2	53.3	30.0
12-31-2036	46.8	343.0	389.9	23.0	107.1	282.8	139.4	71.0	37.3	20.1
Subtotal		3,428.9	8,054.5		1,478.8	6,575.7	4,683.5	3,777.6	3,051.7	2,543.8
Remaining		9,782.3	11,018.3		2,499.3	8,519.0	2,301.9	740.7	272.6	110.9
Total		13,212.2	19,072.8		3,978.1	15,094.7	7,165.3	4,518.3	3,324.3	2,654.5

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 Delek Drilling.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PHASE 1 - FIRST STAGE HIGH ESTIMATE (3P) CONTINGENT RESOURCES (INCLUDING 3P RESERVES)
DELEK DRILLING 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	1,012.7	116.5	14.0	27.9	158.4	170.4	0.0	150.2	533.8
12-31-2023	1,056.6	121.5	14.6	29.2	165.3	44.3	0.0	147.6	699.4
12-31-2024	1,103.8	126.9	15.2	30.5	172.6	0.0	0.0	139.5	791.5
12-31-2025	1,114.1	128.1	37.9	30.7	196.7	0.0	0.0	137.7	779.6
12-31-2026	1,136.3	130.9	68.1	31.4	230.4	0.0	0.0	138.1	769.8
12-31-2027	1,162.7	133.7	69.5	32.1	235.3	0.0	0.0	140.7	786.7
12-31-2028	1,186.8	137.6	71.6	33.0	242.2	0.0	0.0	142.1	812.4
12-31-2029	1,222.0	140.5	73.1	33.7	247.3	87.5	0.0	162.7	724.5
12-31-2030	1,242.2	142.9	74.3	34.3	251.4	0.0	0.0	142.2	848.6
12-31-2031	1,256.8	144.5	75.1	34.7	254.3	0.0	0.0	133.4	868.9
12-31-2032	1,254.3	144.2	75.0	34.6	253.9	110.1	0.0	128.5	761.9
12-31-2033	1,252.5	144.0	74.9	34.6	253.5	0.0	0.0	124.5	874.4
12-31-2034	1,254.3	144.2	75.0	34.8	253.9	87.5	0.0	147.1	765.9
12-31-2035	1,188.0	136.6	71.0	32.8	240.4	0.0	0.0	106.1	842.5
12-31-2036	1,188.0	136.6	71.0	32.8	240.4	0.0	0.0	106.1	842.5
Subtotal	17,642.8	2,028.9	880.3	486.9	3,396.2	499.8	0.0	2,044.5	11,702.3
Remaining	31,911.9	3,869.9	1,908.3	880.8	6,459.0	1,041.8	174.5	2,958.3	21,278.3
Total	49,554.7	5,898.8	2,788.6	1,367.7	9,855.1	1,541.6	174.5	5,002.8	32,980.6

Period Ending	Levy Rate ⁽²⁾ (%)	Levy ⁽²⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Corporate Income Taxes ⁽³⁾ (MMS)	Future Net Cash Flow After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2022	0.0	0.0	533.8	23.0	111.2	422.5	412.3	402.9	394.0	385.7
12-31-2023	0.0	0.0	699.4	23.0	117.9	581.5	540.5	504.0	471.5	442.4
12-31-2024	0.0	0.0	791.5	23.0	127.2	664.3	588.0	523.4	468.4	421.1
12-31-2025	0.0	0.0	779.6	23.0	124.5	655.1	552.3	469.3	401.7	346.1
12-31-2026	3.5	27.0	742.9	23.0	118.0	626.8	503.3	408.2	334.2	276.0
12-31-2027	26.6	209.1	577.6	23.0	78.0	499.6	382.0	296.7	231.6	183.3
12-31-2028	34.9	283.8	528.6	23.0	66.8	461.9	336.4	248.6	186.2	141.2
12-31-2029	41.2	298.7	425.8	23.0	62.2	363.6	262.2	177.9	127.6	92.6
12-31-2030	46.2	391.8	456.8	23.0	92.6	364.2	240.6	182.0	111.0	77.3
12-31-2031	46.8	406.6	462.2	23.0	94.8	367.5	231.2	148.6	97.4	65.0
12-31-2032	46.8	366.6	405.3	23.0	107.4	297.9	178.5	108.5	68.7	43.9
12-31-2033	46.8	409.2	465.2	23.0	96.3	368.9	210.5	123.3	73.9	45.3
12-31-2034	46.8	358.4	407.4	23.0	103.2	304.2	165.3	92.4	53.0	31.2
12-31-2035	46.8	394.3	448.2	23.0	96.4	351.8	182.1	97.2	53.3	30.0
12-31-2036	46.8	394.3	448.2	23.0	96.4	351.8	173.4	88.3	46.4	25.0
Subtotal		3,529.7	8,172.6		1,491.0	6,881.6	4,940.4	3,851.4	3,118.8	2,606.1
Remaining		10,000.8	11,277.5		2,573.9	8,703.6	2,324.9	742.8	272.5	110.9
Total		13,530.5	19,450.1		4,064.9	15,585.2	7,273.3	4,594.2	3,391.3	2,717.0

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 Delek Drilling.

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