

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- NSAI, 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 1א', ליום 31.12.2021, מוצגים בסעיף 1(ב)(4) להלן.

במהלך שנת 2021 מכרו שותפי לווייתן כ- 10.7 BCM גז טבעי בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 1.95 מיליארד דולר ארה"ב ("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 פטרולים (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 המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁴	
		גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels
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 1א' ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע, בין היתר, ממחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים, ומאחר שצפויים להיחתם הסכמים נוספים למכירת גז טבעי, ייתכן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהותית מהמצויין לעיל. חישוב השיעור המשויך 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 והסתויגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכונים פיתוח; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד חתימת 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 ושיתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגר בפועל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים במאגר ומאת המפעילה במאגר לווייתן, 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 לווייתן בפועל.

(3) נתוני תזרים מהוון

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

(א) כמויות המכירה החזויות: ההנחות בתזרים לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לווייתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לווייתן 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 שישמשו בייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, בין היתר, אופן המשך השפעת משבר הקורונה על הכלכלה המקומית והעולמית, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור בייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, 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 המותנים (שלב 1א') עולה על סך העלויות שאושרו על-ידי השותפות והוא כולל אומדן של הוצאות הוניות עתידיות אשר ייתכן ותידרשנה לקדיחת בארות חדשות, להתקנת 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 מיידי 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 מיידי 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.

(ו) 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

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>						<u>מיסים</u>		<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות נטישה ושיקום</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>תמלוגים שיתקבלו</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</u>	<u>עד ליום</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-7.5%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>										
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	-	-	123,873	-	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 גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
113	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

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

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										
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 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								גז (BCM) 100% מנכס הנפט		
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								גז (BCM) 100% מנכס הנפט		
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

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2022	46	0.59	49,526	7,746	-	2,047	-	-	39,733	-	9,139	30,594	29,857	29,508	29,171	28,529	27,929
31.12.2023	81	1.04	88,201	13,795	-	7,088	-	-	67,318	-	15,483	51,835	48,177	46,506	44,930	42,032	39,432
31.12.2024	36	0.46	42,812	6,696	-	4,975	-	-	31,141	-	7,162	23,979	21,225	20,013	18,895	16,908	15,201
31.12.2025	18	0.23	25,094	15,592	-	4,799	-	-	4,703	-	1,082	3,621	3,053	2,811	2,594	2,220	1,913
31.12.2026	3	0.04	7,669	1,552	-	5,109	-	-	1,008	-	(5,971)	(19,988)	(16,048)	(14,436)	(13,017)	(10,657)	(8,800)
31.12.2027	3	0.04	9,383	1,899	-	5,116	-	-	2,368	-	(2,821)	(9,443)	(7,220)	(6,344)	(5,590)	(4,378)	(3,464)
31.12.2028	3	0.04	7,558	1,530	-	5,123	-	-	906	-	(2,761)	(9,244)	(6,732)	(5,777)	(4,975)	(3,727)	(2,826)
31.12.2029	17	0.22	25,095	5,079	-	5,204	-	-	14,812	-	(738)	(2,471)	(1,714)	(1,437)	(1,209)	(866)	(630)
31.12.2030	30	0.38	40,849	8,268	-	5,289	-	-	27,292	-	2,033	6,807	4,496	3,681	3,028	2,075	1,445
31.12.2031	27	0.35	35,776	7,241	-	2,334	-	-	26,201	-	3,206	10,733	6,752	5,399	4,340	2,845	1,899
31.12.2032	26	0.34	32,227	6,523	-	(2,753)	-	-	28,457	-	3,482	11,657	6,984	5,455	4,285	2,687	1,719
31.12.2033	27	0.35	31,250	6,325	-	(6,532)	-	-	31,457	-	3,849	12,886	7,353	5,610	4,306	2,583	1,583
31.12.2034	27	0.35	32,295	6,536	-	(4,583)	-	-	30,342	-	3,713	14,200	6,754	5,033	3,776	2,166	1,273
31.12.2035	28	0.36	34,516	6,986	-	918	-	-	26,613	-	3,256	10,902	5,642	4,107	3,011	1,652	930
31.12.2036	28	0.36	34,511	6,985	-	918	-	-	26,609	-	3,256	10,900	5,373	3,819	2,737	1,437	775
31.12.2037	29	0.37	35,467	7,179	-	923	-	-	27,366	-	3,348	11,210	5,262	3,654	2,559	1,285	664
31.12.2038	30	0.39	37,368	7,563	-	933	-	-	28,872	-	3,533	11,827	5,288	3,586	2,454	1,179	584
31.12.2039	32	0.41	39,269	7,948	-	944	-	-	30,378	-	3,717	12,444	5,298	3,510	2,347	1,078	512
31.12.2040	32	0.41	39,311	7,957	-	944	-	-	30,411	-	3,721	12,458	5,052	3,269	2,136	939	427
31.12.2041	33	0.43	41,264	8,352	-	954	-	-	31,958	-	3,910	13,091	5,056	3,195	2,041	858	374
31.12.2042	34	0.44	42,215	8,544	-	959	-	-	32,711	-	4,003	13,400	4,928	3,042	1,899	763	319
31.12.2043	36	0.46	44,116	8,929	-	970	-	-	34,217	-	4,187	14,017	4,910	2,960	1,806	694	278
31.12.2044	37	0.48	46,013	9,313	-	980	-	-	35,719	-	4,371	14,632	4,881	2,875	1,714	630	242
31.12.2045	39	0.50	47,918	9,699	-	991	-	-	37,229	-	4,555	15,250	4,845	2,787	1,624	571	210
31.12.2046	40	0.51	48,869	9,891	-	996	-	-	37,982	-	4,647	15,559	4,708	2,645	1,506	507	179
31.12.2047	41	0.53	50,907	10,304	-	1,007	-	-	39,596	-	4,845	16,220	4,674	2,565	1,427	459	155
31.12.2048	44	0.56	55,259	11,184	-	1,028	-	-	43,047	-	5,267	17,634	4,840	2,594	1,411	434	141
31.12.2049	45	0.58	57,161	11,569	-	1,038	-	-	44,553	-	5,451	18,251	4,771	2,498	1,327	391	121
31.12.2050	47	0.61	60,012	12,147	-	1,054	-	-	46,812	-	5,728	19,176	4,774	2,441	1,268	357	106
31.12.2051	49	0.63	61,914	12,531	-	1,064	-	-	48,318	-	5,912	19,793	4,693	2,344	1,190	321	91
31.12.2052	52	0.67	65,716	13,301	-	1,085	-	-	51,330	-	6,281	21,027	4,748	2,316	1,149	296	81
31.12.2053	54	0.70	68,568	13,878	-	1,101	-	-	53,589	-	6,557	21,952	4,721	2,250	1,090	269	70
31.12.2054	57	0.73	71,420	14,455	-	1,116	-	-	55,848	-	6,834	22,878	4,686	2,181	1,033	244	61
31.12.2055	60	0.77	75,223	15,225	-	1,137	-	-	58,860	-	7,202	24,112	4,703	2,138	990	223	54
31.12.2056	62	0.80	78,075	15,802	-	1,153	-	-	61,120	-	7,479	25,037	4,651	2,065	934	202	46

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) 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
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

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

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.

(4) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי 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%
גידול במחיר הגז בשיעור של 10%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	12,464,413	4,288,012	3,207,473	2,573,504	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,289,655	3,619,165	2,701,125	2,155,009
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,044,644	373,114	307,830	268,425	עתודות צפויות (Probable Reserves)	833,552	312,086	262,598	231,664
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,509,057	4,661,126	3,515,303	2,841,930	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,123,206	3,931,251	2,963,724	2,386,674
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	773,361	146,765	107,510	91,014	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	630,072	121,119	89,868	76,771
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,282,418	4,807,891	3,622,814	2,932,943	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,753,279	4,052,370	3,053,592	2,463,445
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	13,016,913	4,456,639	3,334,053	2,677,369	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	9,746,587	3,446,445	2,568,672	2,044,760
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,094,458	387,043	318,095	276,737	עתודות צפויות (Probable Reserves)	785,646	300,791	254,458	224,923
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	14,111,371	4,843,681	3,652,148	2,954,106	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	10,532,233	3,747,235	2,823,130	2,269,682
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	799,265	146,860	106,780	90,345	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	588,783	110,710	82,008	70,221
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	14,910,636	4,990,542	3,758,928	3,044,451	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,121,016	3,857,946	2,905,137	2,339,904

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

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי של 10%	שווי נוכחי של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי של 10%	שווי נוכחי של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הגז בשיעור של 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	13,562,794	4,618,367	3,454,167	2,775,313	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	9,207,189	3,271,875	2,433,845	1,932,103
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,139,582	399,353	327,498	284,673	עתודות צפויות (Probable Reserves)	734,246	286,942	243,937	215,957
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	14,702,376	5,017,720	3,781,665	3,059,986	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	9,941,435	3,558,817	2,677,782	2,148,061
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	844,708	158,971	115,520	97,159	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	551,821	104,501	77,963	67,064
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	15,547,084	5,176,691	3,897,185	3,157,145	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	10,493,255	3,663,318	2,755,745	2,215,125

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	11,456,426	4,270,188	3,207,896	2,576,227	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	10,259,841	3,611,391	2,695,837	2,151,083
עתודות צפויות (Probable Reserves)	942,589	371,816	307,961	268,686	עתודות צפויות (Probable Reserves)	837,471	315,639	265,535	234,069
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,399,015	4,642,004	3,515,857	2,844,913	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,097,312	3,927,029	2,961,372	2,385,152
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	622,404	143,853	107,108	90,980	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	621,717	116,807	86,467	74,043
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	13,021,419	4,785,857	3,622,966	2,935,893	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,719,029	4,043,836	3,047,839	2,459,195
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	11,524,287	4,420,816	3,329,274	2,677,566	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	9,701,886	3,434,638	2,560,596	2,038,743
עתודות צפויות (Probable Reserves)	908,829	388,376	322,077	280,541	עתודות צפויות (Probable Reserves)	781,827	299,926	253,869	224,478
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	12,433,116	4,809,192	3,651,351	2,958,107	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	10,483,713	3,734,564	2,814,465	2,263,221
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	700,130	146,315	106,904	90,411	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	591,748	114,229	84,964	72,664
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	13,133,246	4,955,507	3,758,255	3,048,518	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,075,461	3,848,793	2,899,429	2,335,885

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

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

(1) נתוני כמויות

על-פי דוח NSAI, הפרויקט המתייחס 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 המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁷			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
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 המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁹			סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)			קטגוריה
סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	סה"כ	פיתוחים עתידיים	שלב א'	
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' 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 הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁷ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

¹⁸ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

¹⁹ ראו הערת שוליים 4 לעיל.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל 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 לווייתן, לכל אחת מקטגוריות המשאבים המותנים המפורטות לעיל:²⁰

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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	תשלומים	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (ב-0%)	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	18,722	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	11,313	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	31,538	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	32,366	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	15,389	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	29,378	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)	(7,654)	(5,484)	(3,986)
31.12.2030	148	1.9	177,538	35,934	-	976	-	-	140,628	8,732	37,980	25,087	20,539	16,893	11,578	8,063	5,063
31.12.2031	148	1.9	180,621	36,558	-	988	-	-	143,075	87,432	10,786	44,857	28,219	22,566	18,139	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)	(23,358)	(14,646)	(9,368)
31.12.2033	148	1.9	180,621	36,558	-	988	-	-	143,075	66,959	10,950	65,166	37,183	28,368	21,777	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	19,798	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)	(1,110)	(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)	(14,168)	(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)	(5,949)	(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	18,589	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	18,281	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	17,822	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	17,356	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	16,461	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	15,546	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	14,892	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	285	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	13,417	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	2,023	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	2,451	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	11,431	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	10,697	3,014	896

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הנמוך 1C (Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (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%	
31.12.2051	364	4.7	444,898	90,047	-	2,433	-	-	352,417	164,931	30,008	157,478	37,337	18,650	9,465	2,551	727	
31.12.2052	329	4.2	403,070	81,581	-	2,205	-	-	319,284	149,425	25,954	143,905	32,494	15,853	7,863	2,027	553	
31.12.2053	298	3.8	364,094	73,693	-	1,991	-	-	288,410	134,976	22,176	131,258	28,227	13,451	6,520	1,607	421	
31.12.2054	266	3.4	326,068	65,996	-	1,783	-	-	258,289	120,879	18,490	118,919	24,356	11,336	5,370	1,266	318	
31.12.2055	238	3.1	290,895	58,877	-	1,591	-	-	230,427	107,840	17,354	105,233	20,526	9,332	4,320	974	234	
31.12.2056	211	2.7	258,573	52,335	-	1,414	-	-	204,824	95,857	16,494	92,473	17,178	7,628	3,451	745	171	
31.12.2057	186	2.4	228,153	46,178	-	1,248	-	-	180,727	84,580	15,687	80,459	14,235	6,174	2,730	563	124	
31.12.2058	162	2.1	198,683	40,213	-	1,087	-	-	157,383	73,655	17,115	66,612	11,224	4,755	2,055	406	86	
31.12.2059	140	1.8	171,115	34,634	-	936	-	-	135,545	63,435	16,585	55,525	8,910	3,687	1,557	294	60	
31.12.2060	120	1.5	146,398	29,631	-	801	-	-	115,966	54,272	14,190	47,504	7,260	2,934	1,211	219	42	
31.12.2061	100	1.3	122,632	24,821	-	671	-	-	97,141	45,462	11,886	39,793	5,792	2,286	922	159	30	
31.12.2062	82	1.1	99,817	20,203	-	546	-	-	79,068	37,004	3,626	38,438	5,328	2,055	810	134	24	
31.12.2063	64	0.8	78,903	15,970	-	432	-	-	62,501	29,251	1,599	31,651	4,179	1,574	606	96	16	
31.12.2064	6	0.1	7,473	1,513	-	391	-	-	(73,322)	-	(4,767)	(68,555)	(8,620)	(3,171)	(1,194)	(180)	(30)	
סה"כ	8,099	104.2	9,852,987	1,996,806	-	54,341	1,326,868	78,892	6,396,080	3,041,629	771,524	2,582,927	847,313	539,790	368,537	205,882	137,615	

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

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותנים באומדן הטוב ביותר 2C (Best Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
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

עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31.12.2029	-	-	-	-	-	-	87,470	-	(87,470)	(40,127)	8,223	(55,566)	(38,538)	(32,303)	(27,187)	(19,479)	(14,156)
31.12.2030	13	0.17	15,885	3,215	-	87	-	-	12,582	3,250	135	9,198	6,075	4,974	4,091	2,804	1,953
31.12.2031	39	0.50	47,532	9,620	-	260	-	-	37,651	17,621	2,595	17,435	10,968	8,771	7,050	4,622	3,085
31.12.2032	61	0.79	75,100	15,200	-	411	110,140	-	(50,651)	(23,705)	15,856	(42,803)	(25,644)	(20,030)	(15,734)	(9,866)	(6,311)
31.12.2033	82	1.05	99,817	20,203	-	546	-	-	79,068	37,004	5,130	36,934	21,074	16,078	12,343	7,403	4,538
31.12.2034	100	1.29	122,632	24,821	-	671	87,470	-	9,670	4,526	15,750	(10,606)	(5,763)	(4,295)	(3,222)	(1,849)	(1,086)
31.12.2035	117	1.51	143,546	29,054	-	785	-	-	113,707	53,215	7,356	53,136	27,500	20,016	14,675	8,053	4,534
31.12.2036	134	1.72	163,509	33,094	-	894	-	-	129,521	60,616	9,291	59,614	29,383	20,889	14,968	7,856	4,239
31.12.2037	148	1.91	181,572	36,750	-	993	110,140	-	33,688	15,766	21,631	(3,709)	(1,741)	(1,209)	(847)	(425)	(220)
31.12.2038	162	2.08	197,732	40,021	-	1,082	-	-	156,630	73,303	10,075	73,252	32,749	22,212	15,200	7,300	3,617
31.12.2039	174	2.24	212,943	43,100	-	1,165	197,611	-	(28,932)	(13,540)	31,554	(46,946)	(19,989)	(13,242)	(8,856)	(4,068)	(1,932)
31.12.2040	186	2.40	228,153	46,178	-	1,248	163,875	-	16,852	7,887	26,245	(17,280)	(7,007)	(4,534)	(2,963)	(1,302)	(593)
31.12.2041	197	2.54	241,462	48,872	-	1,321	-	-	191,269	89,514	8,011	93,744	36,204	22,881	14,615	6,142	2,679
31.12.2042	208	2.68	254,771	51,566	-	1,394	-	-	201,812	94,448	10,568	96,796	35,602	21,978	13,719	5,515	2,305
31.12.2043	218	2.81	267,129	54,067	-	1,461	-	-	211,601	99,029	13,032	99,539	34,868	21,024	12,825	4,932	1,975
31.12.2044	228	2.93	278,536	56,376	-	1,524	-	-	220,637	103,258	15,144	102,235	34,107	20,087	11,975	4,405	1,691
31.12.2045	236	3.04	288,993	58,492	-	1,581	-	-	228,921	107,135	17,163	104,622	33,241	19,122	11,140	3,919	1,442
31.12.2046	245	3.15	299,450	60,609	-	1,638	-	-	237,204	111,011	18,177	108,016	32,685	18,364	10,456	3,519	1,240
31.12.2047	253	3.26	309,907	62,725	-	1,695	-	-	245,487	114,888	20,457	110,142	31,741	17,420	9,693	3,120	1,054
31.12.2048	260	3.35	318,463	64,457	-	1,742	-	-	252,264	118,060	22,553	111,652	30,644	16,426	8,932	2,750	890
31.12.2049	268	3.45	327,970	66,381	-	1,794	-	-	259,795	121,584	25,747	112,464	29,397	15,391	8,179	2,409	747
31.12.2050	275	3.54	336,525	68,113	-	1,841	-	-	266,572	124,756	30,733	111,083	27,654	14,142	7,344	2,069	615
31.12.2051	282	3.63	345,081	69,844	-	1,887	-	-	273,349	127,927	33,447	111,975	26,548	13,261	6,730	1,814	517
31.12.2052	288	3.71	352,686	71,384	-	1,929	-	-	279,373	130,747	34,184	114,443	25,841	12,608	6,253	1,612	440
31.12.2053	294	3.79	360,291	72,923	-	1,971	197,611	-	87,787	41,084	53,920	(7,217)	(1,552)	(740)	(358)	(88)	(23)
31.12.2054	301	3.87	367,896	74,462	-	2,012	186,276	-	105,146	49,208	49,022	6,916	1,416	659	312	74	18

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% (הנפט)	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	הכנסות	שישולמו תמלוגים	שיתקבלו תמלוגים	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 **סיכום נתוני התזרים המהווך מהעתודות ומהמשאבים המותנים המסווגים בשלב**

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

סה"כ תזרים מהווך ממשאבים מותנים באומדן הנמדך 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 קונדיטס (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהווך ב-0%)	היטל	מס הכנסה	סה"כ תזרים מהווך אחרי מס				
												מהווך ב-0%	מהווך ב-5%	מהווך ב-7.5%	מהווך ב-10%	מהווך ב-15%
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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

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

סה"כ תזרים מהוון ממשאבים מותגים באומדן הנמוך ועתודות מוכחות 1P+1C (Proved Reserves and Low Estimate Contingent Resources) ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2052	859	11.06	1,099,305	222,499	-	101,450	-	-	775,355	362,866	81,759	330,730	74,679	36,435	18,072	4,658	1,272
31.12.2053	817	10.51	1,047,020	211,917	-	101,164	-	-	733,939	343,483	76,691	313,764	67,475	32,154	15,586	3,843	1,006
31.12.2054	775	9.98	996,636	201,719	-	121,496	-	-	673,421	315,161	69,286	288,974	59,184	27,548	13,050	3,077	772
31.12.2055	737	9.48	949,105	192,099	-	100,629	-	-	656,377	307,184	69,473	279,719	54,561	24,805	11,483	2,590	623
31.12.2056	700	9.01	904,425	183,056	-	100,384	-	-	620,985	290,621	67,415	262,949	48,847	21,691	9,813	2,117	488
31.12.2057	665	8.56	861,646	174,397	-	100,150	-	-	587,098	274,762	65,411	246,926	43,686	18,948	8,378	1,729	382
31.12.2058	632	8.13	820,769	166,124	-	99,927	-	-	554,718	259,608	65,733	229,377	38,649	16,373	7,075	1,397	295
31.12.2059	600	7.72	781,793	158,235	-	120,321	-	-	503,237	235,515	61,576	206,146	33,081	13,689	5,780	1,091	221
31.12.2060	570	7.34	745,668	150,923	-	99,516	-	-	495,229	231,767	60,596	202,866	31,004	12,531	5,171	934	181
31.12.2061	542	6.97	710,495	143,804	-	99,324	-	-	467,367	218,728	57,187	191,452	27,867	11,001	4,437	766	143
31.12.2062	514	6.62	677,223	137,070	-	99,142	-	-	441,011	206,393	45,303	189,315	26,243	10,119	3,988	659	118
31.12.2063	489	6.29	645,852	130,720	-	98,970	-	-	416,161	194,763	42,263	179,135	23,650	8,907	3,431	542	93
31.12.2064	56	0.72	73,929	14,963	-	17,353	-	-	174,542	-	912	(133,842)	(16,829)	(6,191)	(2,330)	(352)	(58)
סה"כ	35,071	451.4	44,833,834	8,894,408	-	4,717,072	1,541,596	174,542	29,506,216	11,910,938	3,638,263	13,957,015	6,830,216	5,306,114	4,324,495	3,163,189	2,505,003

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

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																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
31.12.2059	831	10.69	1,070,819	216,734	-	124,300	-	-	729,786	341,540	76,183	312,063	50,078	20,722	8,750	1,652	335
31.12.2060	813	10.47	1,049,905	212,501	-	103,579	-	-	733,826	343,431	78,950	311,446	47,599	19,238	7,939	1,434	279
31.12.2061	797	10.26	1,029,942	208,460	-	103,469	-	-	718,012	336,030	79,287	302,695	44,058	17,393	7,014	1,212	226
31.12.2062	782	10.06	1,010,929	204,612	-	103,365	-	-	702,952	328,981	70,928	303,043	42,008	16,198	6,384	1,055	188
31.12.2063	766	9.86	991,917	200,764	-	103,261	-	-	687,891	321,933	73,369	292,589	38,628	14,548	5,604	886	151
31.12.2064	89	1.15	115,690	23,416	-	19,463	-	174,542	(101,731)	-	8,088	(109,818)	(13,808)	(5,079)	(1,912)	(289)	(47)
סה"כ	37,986	488.9	48,608,383	9,662,282	-	4,945,018	1,541,596	174,542	32,284,944	13,212,181	3,978,084	15,094,678	7,165,342	5,543,750	4,518,288	3,324,292	2,654,484

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																
עד ליום	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%	כמות מכירות קונדינסט (אלפי חביות) 100%
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה	היטל	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס	מס הכנסה
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
31,150	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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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

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																	
עד ליום	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	הכנסות	תשלומים שישולמו	תשלומים שיתקבלו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים		סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					
										היטל	מס הכנסה	מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
31.12.2059	896	11.53	1,152,697	233,306	-	125,474	-	-	793,917	371,553	82,959	339,405	54,465	22,537	9,517	1,797	364
31.12.2060	886	11.41	1,141,289	230,997	-	104,804	-	-	805,488	376,968	84,375	344,145	52,596	21,258	8,772	1,584	308
31.12.2061	878	11.30	1,130,832	228,880	-	104,747	-	-	797,205	373,092	83,361	340,752	49,598	19,580	7,896	1,364	254
31.12.2062	869	11.19	1,120,375	226,764	-	104,690	-	-	788,921	369,215	73,689	346,017	47,966	18,495	7,289	1,205	215
31.12.2063	860	11.07	1,108,967	224,455	-	104,627	-	-	779,885	364,986	74,856	340,043	44,893	16,908	6,512	1,029	176
31.12.2064	101	1.30	130,231	26,359	-	20,198	-	174,542	(90,868)	-	5,766	(96,635)	(12,150)	(4,470)	(1,682)	(254)	(42)
סה"כ	38,715	498.3	49,554,651	9,855,136	-	5,002,785	1,541,596	174,542	32,980,592	13,530,474	4,064,876	15,385,242	7,273,262	5,629,819	4,594,170	3,391,322	2,717,009

(ד) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך של עתודות ומשאבים מותנים (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2021
(באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות²²

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

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

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

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

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

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

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 4 ²⁶	
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) ^{27,28}
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 וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2018) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (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

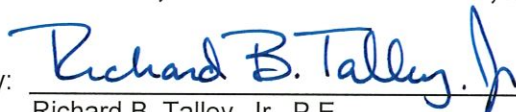
Dear Mr. Abu:

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

February 20, 2022
Page 3 of 6

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.

February 20, 2022
Page 4 of 6

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.

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.

Netherlands, 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.

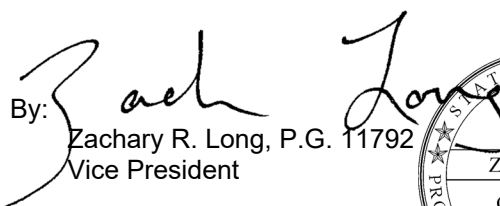
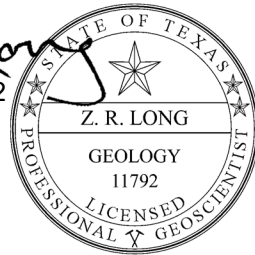
Sincerely,

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.

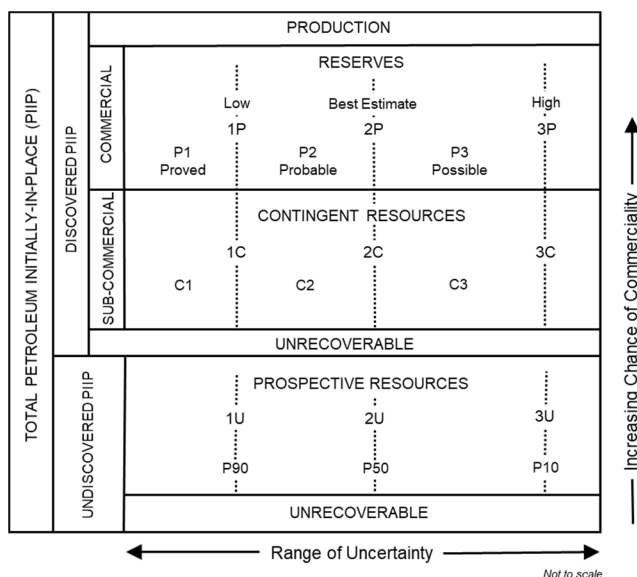


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

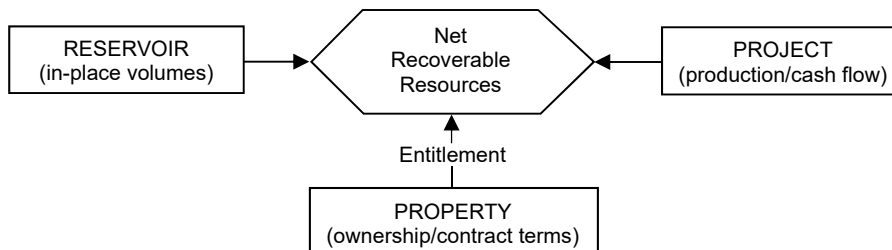


Figure 1.2—Resources evaluation

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 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.	If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
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\$)	Thrd 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	38.5	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		2,687.5	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		8,869.3	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\$)	Thrd 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 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	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\$)	Thrd 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	1,089.0	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	552.0	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\$)	Thrd 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 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	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% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Thrd Party (MM\$)	Total (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	1,162.7	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	3,261.0	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	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	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\$)	Thrd 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	33.5	3.9	0.5	0.9	5.2	0.0	0.0	0.2	28.1
12-31-2024	22.3	2.6	0.3	0.6	3.5	0.0	0.0	0.1	18.6
12-31-2025	68.3	7.8	0.9	1.9	10.7	0.0	0.0	0.4	57.2
12-31-2026	91.9	10.6	13.8	2.5	26.9	0.0	0.0	0.5	64.5
12-31-2027	124.7	14.3	7.5	3.4	25.2	0.0	0.0	0.7	98.7
12-31-2028	173.9	20.0	10.4	4.8	35.2	0.0	0.0	1.0	137.7
12-31-2029	175.7	20.2	10.5	4.8	35.6	87.5	0.0	1.0	51.7
12-31-2030	177.5	20.4	10.6	4.9	35.9	0.0	0.0	1.0	140.6
12-31-2031	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	1.0	143.1
12-31-2032	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	197.6	0.0	1.0	-54.5
12-31-2033	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	1.0	143.1
12-31-2034	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	0.0	0.0	1.0	143.1
12-31-2035	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	110.1	0.0	1.0	32.9
12-31-2036	180.6	20.8	10.8	5.0	36.6	197.6	0.0	1.0	-54.5
Subtotal	1,951.4	224.4	119.3	53.9	397.5	592.8	0.0	10.8	950.3
Remaining	7,901.6	908.7	472.5	218.1	1,599.3	734.0	78.9	43.6	5,445.8
Total	9,853.0	1,133.1	591.8	271.9	1,996.8	1,326.9	78.9	54.3	6,396.1

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
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% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Thrd 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	26.1	3.0	0.4	0.7	4.1	0.0	0.0	0.2	21.9
12-31-2024	14.0	1.6	0.2	0.4	2.2	0.0	0.0	0.1	11.7
12-31-2025	16.3	1.9	3.7	0.4	6.0	0.0	0.0	0.1	10.2
12-31-2026	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7
12-31-2027	0.9	0.1	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.7
12-31-2028	3.7	0.4	0.2	0.1	0.7	87.5	0.0	0.0	-84.6
12-31-2029	20.3	2.3	1.2	0.6	4.1	0.0	0.0	0.1	16.1
12-31-2030	51.4	5.9	3.1	1.4	10.4	110.1	0.0	0.3	-69.4
12-31-2031	80.8	9.3	4.8	2.2	16.4	0.0	0.0	0.4	64.0
12-31-2032	107.4	12.4	6.4	3.0	21.7	0.0	0.0	0.6	85.1
12-31-2033	133.1	15.3	8.0	3.7	26.9	87.5	0.0	0.7	18.0
12-31-2034	155.9	17.9	9.3	4.3	31.6	0.0	0.0	0.9	123.5
12-31-2035	177.8	20.4	10.6	4.9	36.0	0.0	0.0	1.0	140.8
12-31-2036	197.7	22.7	11.8	5.5	40.0	110.1	0.0	1.1	46.5
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 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
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\$)	Thrd 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	76.8	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
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	3.5	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	26.6	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	34.9	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	41.2	-40.1	-47.3	23.0	8.2	-55.6	-38.5	-27.2	-19.5	-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
12-31-2031	46.8	17.6	20.0	23.0	2.6	17.4	11.0	7.1	4.6	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
12-31-2033	46.8	37.0	42.1	23.0	5.1	36.9	21.1	12.3	7.4	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
12-31-2035	46.8	53.2	60.5	23.0	7.4	53.1	27.5	14.7	8.1	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
Subtotal		112.4	131.7		64.3	67.3	25.1	7.0	-0.5	-3.2
Remaining		2,632.7	2,943.7		643.0	2,300.7	546.2	153.4	49.3	17.6
Total		2,745.1	3,075.3		707.3	2,368.0	571.2	160.4	48.9	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 (1C) 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 (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	821.3	94.4	11.3	22.7	128.4	170.4	0.0	131.5	390.9
12-31-2023	907.6	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	120.6	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	463.9	3,221.8	807.6	0.0	1,867.0	10,911.0
Remaining	28,026.5	3,223.0	1,676.0	773.5	5,672.6	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⁾ (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	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	328.6	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	98.8	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	389.0	23.0	106.9	282.1	146.0	77.9	42.8	24.1
12-31-2036	46.8	301.3	342.5	23.0	112.8	229.7	113.2	57.7	30.3	16.3
Subtotal		3,146.2	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 (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	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	29.5	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	785.0
12-31-2028	1,192.9	137.2	71.3	32.9	241.4	87.5	0.0	137.0	726.9
12-31-2029	1,217.3	140.0	72.8	33.6	246.4	0.0	0.0	157.6	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	151.9	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	17,464.3	2,008.4	868.3	482.0	3,358.7	609.9	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⁾ (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	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	119.2	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	299.8	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	45.6	336.9	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	149.6	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		3,429.9	8,054.5		1,478.8	6,575.7	4,863.5	3,777.6	3,051.7	2,543.6
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 (3C) 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 (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	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	1,162.7	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	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	1,256.6	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	34.6	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	105.1	842.5
12-31-2036	1,188.0	136.6	71.0	32.8	240.4	0.0	0.0	105.1	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	3,669.9	1,908.3	880.8	6,459.0	1,041.8	174.5	2,958.3	21,278.3
Total	49,554.7	5,698.8	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⁾ (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	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	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	41.2	298.7	425.8	23.0	62.2	363.6	252.2	177.9	127.5	92.6
12-31-2030	46.2	391.8	456.8	23.0	92.6	364.2	240.6	162.0	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	356.6	405.3	23.0	107.4	297.9	178.5	109.5	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	6,681.6	4,948.4	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	15,385.2	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.