



רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת **("השותפות")**

16 בינואר, 2026

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: התקיימות התנאים המתלים בעסקה להגדלת כמויות יצוא הגז הטבעי למצרים; החלטת השקעה סופית (FID) בפרויקט ההרחבה של מאגר לווייתן; דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לווייתן

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058576), אודות התקשרות השותפים במאגר לווייתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לווייתן דרום" ו-I/15 "לווייתן צפון" ("שותפי לווייתן", "מאגר לווייתן" או "המאגר" או "השדה" או "פרויקט לווייתן", ו-"חזקות לווייתן", בהתאמה) עם Blue Ocean Energy ("BOE") בעסקה להגדלת כמויות יצוא הגז הטבעי למצרים ("התיקון להסכם הייצוא למצרים"), לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 21.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-062483), אודות אישור תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לווייתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והתשתיות ("תוכנית הפיתוח" ו-"הממונה", בהתאמה), לאמור בדוחות המידיים של השותפות מיום 16.9.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-069899) ומיום 26.10.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-079756), אודות התקשרות Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט לווייתן ("שברון" או "המפעילה") עם חברת נתבי הגז הטבעי לישראל בע"מ ("נתג"ז") בהסכם להולכת גז טבעי למצרים דרך פרויקט ניצנה, וקביעת שיעור ההקצאה לפרויקט לווייתן בפרויקט ניצנה, ולאמור בדוח המידי של השותפות מיום 17.12.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-100868), אודות קבלת היתר יצוא בגין התיקון להסכם הייצוא למצרים (להלן: "היתר הייצוא"), מתכבדת השותפות להודיע, כדלקמן:

התקיימות התנאים המתלים בעסקה להגדלת כמויות יצוא הגז הטבעי למצרים

בהמשך לאמור בדוחות המידיים של השותפות מהימים 30.10.2025, 30.11.2025 ו-31.12.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-082134, 2025-01-094735 ו-2025-01-105975, בהתאמה), אודות הארכות המועד להתקיימות התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של התיקון להסכם הייצוא למצרים, מתכבדת השותפות לעדכן בזאת כי, ביום 15.1.2026, התקיימו כל התנאים המתלים לכניסתו לתוקף של התיקון להסכם הייצוא למצרים.

קבלת החלטת השקעה סופית (FID) בפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה של מאגר לווייתן

ביום 15.1.2026 קיבלו שותפי לווייתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) בפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה של מאגר לווייתן ("השלב הראשון של פרויקט ההרחבה") במסגרת תוכנית הפיתוח. השלב הראשון של פרויקט ההרחבה מיועד להגדיל את כושר

הפקת הגז הכולל של פרויקט לווייתן עד לכ- 21 BCM בשנה, ולאפשר הפקת גז ראשון (First Gas) במחצית השנייה של שנת 2029, בתקציב כולל של כ- 2.36 מיליארד דולר (100%). יצוין, כי תקציב זה כולל סך של כ- 504 מיליון דולר (100%), אותו אישרו כבר שותפי לווייתן בחודש יולי 2024.

על-פי תוכנית הפיתוח, השלב הראשון של פרויקט ההרחבה כולל קידוח והשלמה של 3 בארות הפקה נוספות, הוספת מערכות תת-ימיות משלימות והרחבת מערכי הטיפול בפלטפורמה, במטרה להגדיל את הקיבולת המותקנת של הפלטפורמה עד לכ- 23 BCM בשנה. יחד עם זאת, השלב הראשון של פרויקט ההרחבה צפוי להגדיל את כושר הפקת הגז הכולל מפרויקט לווייתן עד לכ- 21 BCM בשנה, בין היתר בשל מגבלות של הצנרת התת-ימית. הגדלת כושר הפקת הגז הכולל מפרויקט לווייתן עד לכ- 23 BCM בשנה ("השלב השני של פרויקט ההרחבה"), טעונה קבלת אישורים רגולטוריים וביצוע השקעות נוספות, ובהן השקעות בהנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה ובהתקנת מערכות תת ימיות נוספות, אשר החלטת השקעה סופית לגבי צפויה להתקבל בשנים הקרובות.

בהמשך לאמור בסעיף 6(ב) לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון הראשון של שנת 2025 של השותפות, כפי שפורסם ביום 29.5.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-038687) ("דוח רבעון ראשון") ולדוחות המיידיים מיום 25.5.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-036627) ומיום 5.6.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-040614), אודות הסכם מימון מחדש בקשר עם פרויקט לווייתן, בכוונת השותפות לממן את חלקה בעלויות השלב הראשון של פרויקט ההרחבה מתוך מימון זה וממקורותיה העצמאיים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות לעיל ביחס להיקף התקציב ולוחות הזמנים לפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה, היקף ההפקה הצפוי, המועד להפקת גז ראשון, תכולת העבודה של השלב השני של פרויקט ההרחבה והמועד האפשרי לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לביצוע השלב השני של פרויקט ההרחבה (ככל שתתקבל), מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968, אשר אין כל ודאות כי יתממש כלל, או שעשוי להתממש באופן השונה מהותית מהאמור לעיל, וזאת עקב גורמים שונים, לרבות שינויים בתוכנית הפיתוח, עיכובים ביישום תוכנית הפיתוח, עיכובים בקבלת האישורים הרגולטוריים הנדרשים, שינויים בתנאי השוק המקומי והעולמי, לרבות שינויים במחירי האנרגיה ובביקושים, שינויים גיאופוליטיים או שינויים במצב הביטחוני באזור, קשיים תפעוליים או טכניים. המידע האמור מבוסס, בין היתר, על הערכות השותפות ושברון, בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם, תוכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, קבלת אישורים רגולטוריים, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות וכן על ניסיון העבר. ההערכות בדוח זה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית במידה שיחולו שינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל, וכן במידה שישתנו ההערכות שהתקבלו, ישתנו תנאי השוק ו/או ממכלול של שינויים גיאופוליטיים ו/או שינויים במצב הביטחוני באזור ו/או מקשיים תפעוליים או טכניים בפיתוח מאגר לווייתן ובהקמת התשתיות ו/או שינויים בהיקף או בקצב צריכת הגז הטבעי בשוקי היעד ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בחיפוש, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי ו/או התממשות איזה מגורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפוש, פיתוח והפקה של גז טבעי המפורטים בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2024 כפי שפורסם ביום 20 במרץ 2025 (אסמכתא מס': 2025-01-018546) (להלן: "הדוח התקופתי").

דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לווייתן

עם קבלת החלטת השקעה סופית כאמור לשלב הראשון של פרויקט ההרחבה, התקיימו ההתניות (contingencies) הנוגעות לחלק מהמשאבים המותנים במאגר לווייתן, כפי שפורסמו בדוח המידי של השותפות מיום 4.2.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-008744) בדבר הערכת העתודות והמשאבים המותנים במאגר לווייתן ("דוח המשאבים הקודם"), ובדבר נתוני התזרים המהוון מהעתודות ונתוני התזרים המהוון מחלק מהמשאבים המותנים בחזקות לווייתן ליום 31.12.2024 (יחד: "התזרים המהוון הקודם"), כך שמרבית המשאבים המותנים הללו סווגו כעת כעתודות על-ידי מעריך המשאבים, חברת Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI") או "המעריך", והכל כמפורט להלן בדוח העתודות, המשאבים המותנים ונתוני התזרים המהוון המעודכנים, ליום

31.12.2025, ביחס לחלקה של השותפות בחזקות לוותין ("דוח המשאבים", "התזרים המהוון", ו-"התזרים המהוון הנוכחי" או "התזרים", בהתאמה) והמצורף לדוח זה.¹

יובהר כי, אומדן הכמות הניתנת להפקה מהמאגר לאורך חייו (קרי, עתודות + משאבים + כמות שהופקה בפועל) באומדן הטוב ביותר (2P) עומדת על כ- TCF 22.4, בדומה לאומדן שבדוח המשאבים הקודם.

1. נתוני עתודות ומשאבים מותנים במאגר לוותין

על-פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מ-NSAI, מרבית המשאבים המיוחסים למאגר לוותין מסווגים כעת כעתודות, בעוד שמקצתם עדיין מסווגים כמשאבים מותנים, והוא כולל שני חלקים כמפורט להלן:

א. דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לוותין, לרבות שני שלבי פרויקט ההרחבה, וכולל את נתוני התזרים המהוון ביחס לעתודות ליום 31.12.2025. יצוין, כי התזרים המהוון כולל גם את ההשקעות הצפויות במסגרת השלב השני של פרויקט ההרחבה (שטרם התקבלה לגביו החלטת השקעה סופית), ובכלל זאת, קידוח והשלמה של בארות הפקה נוספות והתקנת מערכות תת ימיות משלימות, הנחת צינור רביעי בין השדה לפלטפורמה, וכן את ההכנסות בגין מכירות לאחר השלמת ההרחבה בהיקף שאינו עולה על 21 BCM לשנה.

ב. דוח משאבים מותנים, הכולל משאבים המסווגים כמותנים בשלב "פיתוח לא מובהר" (development unclarified), המותנים ב: (1) הארכת מועד פקיעת החזקות מעבר להארכה האפשרית על פי הוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952 (13.2.2064) או באישור בארות נוספות או מתקני הפקה נוספים שיאפשרו את הפקת המשאבים לפני מועד פקיעת החזקות כאמור; ו- (2) מחויבות לפיתוח המשאבים.

להלן סיכום נתוני התזרים המהוון הנוכחי, בהשוואה לנתוני התזרים המהוון הקודם (חלק השותפות). יצוין כי, במהלך שנת 2025 מכרו שותפי לוותין כ- 10.9 BCM גז טבעי וכ-886 אלפי חביות קונדנסט, בתמורה כספית (ברוטו) של כ- 2.23 מיליארד דולר ארה"ב ("דולר") (100%, חלק השותפות כ- 335 מיליון דולר).²

יצוין כי, במסגרת נתוני התזרים המהוון הקודם, שהתייחס אך ורק לשלב 1א' של תכנית הפיתוח המקורית (Phase I – First Stage) עד ליכולת הפקה מירבית של כ- 14 BCM לשנה, פורסמו נתוני תזרים מהוון נפרדים לעתודות ולמשאבים מותנים. אולם, מאחר שבדוח המשאבים הנוכחי מרבית המשאבים המותנים סווגו מחדש כעתודות, מובאים בדוח הנוכחי נתוני תזרים מהוון ביחס לעתודות בלבד:

31.12.2024 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		31.12.2025 (במיליארד דולר, חלק השותפות)		
שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	שיעור היוון 10%	שיעור היוון 7.5%	
1.65	2.01	2.03	2.55	עתודות מסוג 2P
1.78	2.22	-	-	2P+2C

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

א) עתודות במאגר לוותין

(1) נתוני כמויות

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו מילון מונחים מקצועיים בעמ' 152-א' לפרק א' (תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות) בדוח התקופתי, הנכלל בדוח זה על דרך הפניה. לפרטים בדבר פרויקט לוותין ראו בסעיף 8.1 לפרק א' בדוח התקופתי.

² יובהר, כי נתוני ההכנסות לשנת 2025 אינם מבוקרים או סקורים.

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ליום 31.12.2025, העתודות בפרויקט לווייתן מוגדרות בשלב בשלות של "בהפקה" (on production), ומפורטות להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ⁴		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות ³
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
4.1	1,843.7	34.0	15,461.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1.1	484.7	8.9	4,064.8	עתודות צפויות (Probable Reserves)
5.1	2,328.5	43.0	19,526	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.6	255.8	4.7	2,145.3	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
5.7	2,584.3	47.7	21,671.3	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר היקף עתודות הגז הטבעי והקונדנסט במאגר לווייתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל, בין היתר, מהקידוחים במאגר ומהמפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI, אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט

³ הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

⁴ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net), אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שלישיים ובעלי עניין.

שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, 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 לעיל 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 מהמאגר.

(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 והקונדנסט שתימכרנה על-ידי השותפות ממאגר לווייתן מבוססות על: (i) כושר ההפקה של מאגר לווייתן בשלב א' ולאחר השלמת השלב הראשון של פרויקט ההרחבה עד לכושר הפקה מירבי של BCM 21 בשנה.⁵ יצוין כי, קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה שהונח בתזרים; (ii) הנחות השותפות לגבי כמויות הגז הטבעי שתימכרנה ללקוחות השותפות במסגרת ההסכמים הקיימים, לרבות הסכם הייצוא למצרים והתיקון לו,⁶ ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO),⁷ וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי והאזורי (יחד: "**ההסכמים הקיימים**"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקי הייצוא האזוריים ובשוק המקומי בישראל, וזאת בהתבסס, בין היתר, על משאים ומתנים למכירת גז טבעי מפרויקט לווייתן שמנהלת השותפות ביחד עם שותפיה בפרויקט לווייתן, תחזית ביקושים לגז טבעי בשוק המקומי בישראל שהוכנה עבור השותפות על-ידי יועץ חיצוני (BDO Consulting Group, להלן: "**BDO**")⁸ ובהתייחס לאומדן ההיצע הצפוי ממקורות גז אחרים בשוק המקומי, ובעיקר מחזקות תמר, כריש, קטלן ותנין; ו- (iv) כמויות נוספות של גז טבעי, אשר להערכת השותפות תימכרנה בשווקים האזוריים, וזאת בהתבסס, בין היתר, על צפי להשלמת פרויקטים להגדלת יכולת ההפקה וההולכה של הגז הטבעי, כמפורט בסעיף 11.2 לפרק א' בדוח התקופתי, בסעיף 4 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, בסעיף 5 לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השני של שנת 2025, כפי שפורסם ביום 20.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-061867) ("**דוח רבעון שני**"), בסעיף 7 לעדכון פרק א' בדוח הרבעון השלישי של שנת 2025, כפי שפורסם ביום 24.11.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-091328) ("**דוח רבעון שלישי**") וכן על תחזיות ההיצע והביקוש בשווקים אלה 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, לרבות בתיקון להסכם הייצוא למצרים, בהתאם לנוסחאות המחיר הקבועות בהם ולהנחות השותפות לגבי המחירים שייקבעו בהסכמים עתידיים, בהתחשב בתנאי היתר הייצוא מיום 17.12.2025, ובין היתר בנוסחאות

⁵ כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים.
⁶ לפרטים נוספים ראו סעיף 10.4.4 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי ודוח מידי של השותפות מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058576).

⁷ לפרטים נוספים ראו סעיף 10.4.4 (א) לפרק א' בדוח התקופתי.
⁸ תחזית הביקושים לגז טבעי בשוק המקומי לשנים הקרובות עליה התבססה השותפות הינה כדלקמן (ב-BCM): 2026 - כ-15.5; 2027 - כ-17; 2028-2030 - כ-17.6, עולה בהדרגה עד לכ-21 בשנת 2040. תחזית הביקושים כאמור מבוססת בעיקר על תחזית ביקושים לחשמל המושפעת, בין היתר, מתחזיות הצמיחה בישראל, וכן על תמהיל מקורות האנרגיה שישמשו לייצור החשמל המושפע ממדיניות הממשלה בעניין הפחתת השימוש בפחם כמקור לייצור החשמל עד להפסקתו המוחלטת, ובעניין שימוש באנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל. תחזית הביקושים מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי תתממש, כולה או חלקה, והיא עשויה להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים, ובין היתר, התפתחות הגידול בכלכלה הישראלית, תנאי האקלים בישראל ובעולם, קצב הפסקת השימוש בפחם כמקור בייצור החשמל, קצב הכניסה של אנרגיות מתחדשות כמקור לייצור חשמל, קצב כניסת רכבים חשמליים לשוק הישראלי ומדיניות הממשלה בתחומים נוספים הנוגעים, במישרין או בעקיפין, לגידול הביקוש לגז טבעי.

ומנגנוני המחיר, 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 למחיר חבית נפט מסוג ברנט (Brent) ("מחיר הברנט"), לתעריף עומס וזמן המפורסם על-ידי רשות החשמל, הצמדה חלקית או מלאה לתעריף יצור החשמל והצמדה לשער החליפין ש"ח/דולר. שער הדולר בו נעשה שימוש הינו כ- 3.3 ש"ח לדולר, לאורך כל תקופת התזרים.

תעריף יצור החשמל מפוקח על-ידי רשות החשמל, ומשקף את עלויות מקטע יצור החשמל של חברת החשמל לישראל בע"מ, ובכלל זאת עלות הדלקים שלה, עלויות הון ותפעול המשויות למקטע הייצור ועלות רכישת חשמל מיצרני חשמל פרטיים. ההנחות בתזרים לגבי השינויים בתעריף יצור החשמל לאורך שנות התזרים מבוססות על תחזית שהוכנה עבור השותפות על-ידי BDO, הכוללת עלויות נוספות בגין מס פחמן, בהתאם להחלטת ממשלה מס' 1261 מיום 14.01.2024.⁹

ההנחות בתזרים לגבי מחיר הברנט מבוססות על תחזיות ארוכות וקצרות טווח של צדדים שלישיים, ובכלל זאת, משרד האנרגיה האמריקאי, הבנק העולמי, IHS Global Insights ו-Wood Mackenzie. בהתאם, הונח בתזרים כי מחיר הברנט יעמוד על כ- 63 דולר בשנת 2026, יעלה לכ- 68 דולר בשנת 2027, ויעלה בהדרגה לכ- 89 דולר משנת 2036 ועד לתום תקופת התזרים.

שינויים במחירי המכירה עשויים להיווצר, בין היתר, עקב התערבות רגולטורית, מנגנוני התאמת מחירים (כפי שנקבע בתיקון להסכם הייצוא למצרים)¹⁰, גידול בתחרות במכירת גז טבעי או שינויים במדדים עליהם מבוססות ההצמדות בנוסחאות המחיר, כמפורט לעיל.

ההנחות בתזרים לגבי מחירי המכירה של קונדנסט מבוססות על מחיר הברנט.¹¹

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

(ד) ההוצאות ההוניות (Capital Expenditures או CAPEX) שנלקחו בחשבון בתזרים כוללות הוצאות שאושרו על-ידי השותפות ושותפיה בפרויקט לוותן במסגרת קבלת החלטת ההשקעה הסופית לפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה, הוצאות בגין עבודות הנדסיות לשיפור מערך ההפקה ומערכות נלוות, השתתפות בעלויות בניית תשתיות הולכה לגז טבעי,¹² אומדן של הוצאות הוניות עתידיות שטרם אושרו על-ידי השותפות, לרבות עלויות פעולות הנדסיות שונות, קדיחת בארות נוספות, וכן פיתוח השלב השני של פרויקט ההרחבה באופן הצפוי לאפשר ולשמר את יכולת ההפקה ואף להגדילה כאמור לכמות כוללת של כ- 23 BCM בשנה, וכן עלויות עקיפות המשולמות למפעילה. ההוצאות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. NSAI אישרה

⁹ <https://www.gov.il/he/pages/dec1261-2024>

¹⁰ התיקון להסכם הייצוא למצרים כולל מנגנונים לעדכון המחיר, כמפורט בסעיף 7.8.2025 (ד) לדוח המייד מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058576). יצוין כי, לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

¹¹ לפרטים בדבר הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט לוותן לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות צינור חברת תשתיות אנרגיה בע"מ והמערכות הנלוות לו, ראו סעיפים 10.4.5 (ב) ו-10.4.5 (ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

¹² על מנת להגדיל את קיבולת ההזרמה למצרים דרך צינור EMG, נדרשת הרחבת יכולת ההולכה במערכת נתג"ז, וכן במערכות EMG בישראל ובמצרים. כמו כן, אישרו שותפי לוותן השקעה בפרויקטים נוספים להגדלת תשתיות הולכה הגז טבעי לייצוא, ובכלל זאת בפרויקט להקמת תחנת מדחסים במערכת ההולכה מחוץ לישראל עבור חברת ההולכה שם, וכן בפרויקט להקמת תחנת מדחסים באזור רמת חובב וקו צנרת לחיבור יבשתי חדש בין מערכת ההולכה הישראלית למערכת ההולכה המצרית באזור ניצנה. לפרטים נוספים ראו סעיפים 10.4.4 ו-11.2.2 לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 4 לעדכון פרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 5 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שני, וסעיף 7 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שלישי.

כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

(ה) עלויות הוצאה מכלל שימוש (Decommissioning) שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכות יועצים מומחים באשר לעלות אטימת הבארות והוצאתן מכלל שימוש, ולעלות הוצאה מכלל שימוש של הפלטפורמה, מתקני ההפקה והציוד התת-ימי, בהנחה שהפרויקט יסתיים בשנת 2064 ובהתאם להנחיות הממונה על ענייני הנפט ולסטנדרטים המיטביים המקובלים בתעשייה (best industry standards) כיום. עם זאת, יתכן כי הפרויקט יסתיים לפני או אחרי שנה זו. בהקשר זה יצוין כי, מועד פקיעת חזקות לויתן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, התשי"ב-1952, ניתן להאריכו ב- 20 שנים נוספות. עלויות ההוצאה מכלל שימוש אינן לוקחות בחשבון את הערך השיורי (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לויתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.¹³

(ו) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לויתן יעמוד על 11.06%, בהתאם לשיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2025, ובהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים שלישיים ובעלי עניין יעמוד על 7.08%. השיעור בפועל של התמלוגים כאמור אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 24.7.3 לפרק א' בדוח התקופתי.

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

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

(ט) בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון הוצאות והשקעות ששולמו בפועל החל מיום 1.1.2026 ואשר צפויות להמשיך להיות משולמות על-ידי השותפות, וכן הכנסות הנובעות ממכירות גז טבעי שהופק החל מיום 1.1.2026 ואשר צפוי להמשיך להיות מופק.

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

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי לעומת התזרים המהוון הקודם:

השינויים בתזרים המהוון הנוכחי ביחס לתזרים המהוון הקודם נובעים בעיקרם מעדכון של הנחות, אשר עיקרן מפורט להלן:

(א) עם קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) לפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה, התקיימו ההתניות (contingencies) הנוגעות לחלק מהמשאבים המותנים במאגר לויתן, כך שמשאבים אלו מסווגים כעת כעתודות. בהתאם, התזרים המהוון הנוכחי כולל תזרים מזומנים מהוון לעתודות בלבד, וזאת בשונה

¹³ לפרטים בדבר טיטוט מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה להערות הציבור, ראו ביאור 125(4) לדוחות הכספיים ליום 31.12.2024 בדוח התקופתי.

מהתזרים המהוון הקודם אשר כלל בנוסף תזרים מזומנים מהוון למשאבים מותנים.

(ב) נוספו ההשקעות ההוניות והתפעוליות הקשורות לפיתוח השלב הראשון בפרויקט ההרחבה, השקעות הוניות בפיתוח השלב השני בפרויקט ההרחבה אשר החלטת השקעה סופית לגביו צפויה להתקבל בשנים הקרובות, באומדן ראשוני מוערך שטרם אושר על-ידי השותפות בסך של כ- 800 מיליון דולר (100%), וכן בקדיחת בארות עתידיות.

(ג) נוספו כמויות המכירה של גז טבעי בהתאם להגדלת כושר ההפקה מפרויקט לווייתן עד לכ- 21 BCM בשנה ובין היתר, בהתאם לתנאי התיקון להסכם הייצוא למצרים ולתנאי היתר הייצוא.

(ד) עודכנו תחזיות של צדדים שלישיים, ובהתאם תחזית המכירות לשוק המקומי ולייצוא, תחזית מחיר הברנט ותחזית מחיר תעריף הייצור והתע"ז, כמפורט בסעיף 1(א)(3)(ב) לעיל.

בהתאם להנחות שונות, אשר העיקריות שבהן מפורטות לעיל, מוצגת להלן הערכת התזרים המהוון, ליום 31.12.2025, באלפי דולר, לאחר היטל ומס הכנסה, המיוחס לחלק השותפות מהעתודות שבמאגר לווייתן, לכל אחת מקטגוריות העתודות המפורטות לעיל:¹⁴

¹⁴ שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

ס"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 00%)	עלויות נטושה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס (הנפט)	כמות קונדנסט אלפי (חביות) 100% מנכס (הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
118,263	120,807	123,522	124,950	126,429	129,551	33,698	-	163,249	-	92,009	43,612	-	66,222	365,092	12.8	993	31.12.2026
107,409	114,490	122,384	126,678	131,229	141,193	35,533	-	176,726	-	100,179	42,332	-	70,735	389,971	12.9	1,005	31.12.2027
92,467	102,847	114,936	121,735	129,111	145,861	31,639	29,994	207,493	-	92,930	35,207	-	74,367	409,998	13.0	1,008	31.12.2028
79,048	91,745	107,188	116,170	126,142	149,631	32,611	62,820	245,062	-	99,991	42,910	-	85,962	473,925	14.0	1,086	31.12.2029
96,068	116,346	142,110	157,599	175,203	218,219	58,602	148,831	425,651	-	49,409	52,787	-	116,957	644,804	18.6	1,444	31.12.2030
70,630	89,258	113,979	129,341	147,212	192,523	49,134	183,635	425,292	-	39,874	46,330	-	113,334	624,830	17.8	1,384	31.12.2031
71,597	94,415	126,044	146,359	170,547	234,194	48,672	231,609	514,474	-	-	58,192	-	126,888	699,554	19.2	1,488	31.12.2032
57,658	79,339	110,733	131,571	156,965	226,320	46,098	222,418	494,836	-	36,572	60,214	-	131,088	722,710	18.9	1,471	31.12.2033
51,749	74,303	108,418	131,816	161,001	243,747	50,184	241,343	535,274	-	-	68,337	-	133,744	737,355	19.1	1,484	31.12.2034
40,550	60,755	92,680	115,301	144,184	229,200	52,040	233,032	514,272	-	32,732	60,516	-	134,611	742,130	18.9	1,471	31.12.2035
36,838	57,593	91,848	116,925	149,695	249,859	59,863	258,087	567,809	-	-	61,853	-	139,517	769,179	19.2	1,488	31.12.2036
28,171	45,958	76,624	99,813	130,830	229,289	57,836	238,209	525,334	-	36,572	59,809	-	137,756	759,471	18.9	1,471	31.12.2037
23,680	40,311	70,265	93,657	125,684	231,284	61,350	243,056	535,690	-	32,732	56,252	-	138,412	763,086	19.1	1,484	31.12.2038
19,139	33,997	61,953	84,498	116,093	224,316	62,098	237,584	523,998	-	36,572	57,001	-	136,838	754,409	18.9	1,471	31.12.2039
16,117	29,874	56,915	79,432	111,731	226,682	65,412	245,007	537,102	-	32,732	47,704	-	136,830	754,368	19.1	1,482	31.12.2040
13,078	25,294	50,379	71,946	103,611	220,719	65,036	251,378	537,132	-	-	43,537	-	128,661	709,331	18.0	1,399	31.12.2041
9,816	19,812	41,253	60,283	88,882	198,809	59,384	227,132	485,325	-	-	35,507	-	115,403	636,234	16.4	1,273	31.12.2042
7,367	15,515	33,774	50,502	76,234	179,044	53,481	204,552	437,077	-	-	29,240	-	103,324	569,641	14.9	1,158	31.12.2043
5,451	11,978	27,261	41,711	64,462	158,967	47,484	181,615	388,066	-	-	34,323	-	93,590	515,979	13.6	1,054	31.12.2044
4,178	9,581	22,797	35,692	56,473	146,228	43,679	167,061	356,968	-	-	27,387	-	85,163	469,518	12.4	960	31.12.2045
3,145	7,526	18,721	29,992	48,584	132,092	39,456	150,910	322,458	-	-	27,278	-	77,492	427,229	11.2	873	31.12.2046
2,366	5,909	15,366	25,189	41,775	119,259	35,623	136,249	291,131	-	-	27,180	-	70,529	388,840	10.2	795	31.12.2047
1,783	4,645	12,629	21,185	35,971	107,823	32,207	123,184	263,214	-	-	27,092	-	64,324	354,630	9.3	723	31.12.2048
1,300	3,534	10,045	17,241	29,972	94,334	28,178	107,774	230,286	-	-	33,827	-	58,521	322,633	8.5	658	31.12.2049
1,004	2,849	8,465	14,868	26,462	87,450	26,121	99,908	213,479	-	-	26,935	-	53,270	293,684	7.7	599	31.12.2050
751	2,225	6,911	12,420	22,632	78,532	23,458	89,720	191,709	-	-	26,878	-	48,433	267,020	7.0	545	31.12.2051
562	1,737	5,640	10,372	19,349	70,499	21,058	80,542	172,099	-	-	26,843	-	44,080	243,022	6.4	496	31.12.2052
420	1,354	4,599	8,654	16,528	63,230	18,887	72,238	154,356	-	-	26,813	-	40,142	221,310	5.8	451	31.12.2053
297	1,000	3,549	6,834	13,363	53,679	16,034	61,326	131,039	-	-	33,603	-	36,480	201,122	5.3	410	31.12.2054
233	818	3,034	5,978	11,968	50,477	15,078	57,668	123,223	-	-	26,763	-	33,233	183,219	4.8	374	31.12.2055
173	634	2,458	4,957	10,159	44,992	13,439	51,402	109,834	-	-	26,744	-	30,262	166,840	4.4	340	31.12.2056
128	489	1,981	4,088	8,578	39,890	11,915	45,573	97,378	-	-	26,727	-	27,498	151,603	4.0	309	31.12.2057
94	376	1,594	3,365	7,229	35,297	10,543	40,326	86,166	-	-	26,713	-	25,011	137,890	3.6	281	31.12.2058
67	281	1,245	2,689	5,916	30,329	6,582	32,470	69,381	-	-	33,520	-	22,800	125,701	3.3	256	31.12.2059
50	215	998	2,206	4,968	26,744	5,511	28,375	60,630	-	-	26,680	-	19,346	106,656	2.8	218	31.12.2060
37	169	821	1,856	4,280	24,190	4,748	25,457	54,395	-	-	26,678	-	17,964	99,037	2.6	202	31.12.2061
13	61	308	713	1,682	9,982	6,839	14,797	31,618	21,208	-	26,689	-	17,618	97,133	2.6	198	31.12.2062
9	45	237	561	1,355	8,447	6,381	13,044	27,871	21,208	-	26,694	-	16,789	92,562	2.4	189	31.12.2063
(16)	(83)	(459)	(1,112)	(2,752)	(18,007)	-	-	(18,007)	21,208	-	5,000	-	1,817	10,018	0.3	20	31.12.2064
961,690	1,267,999	1,793,204	2,208,032	2,799,736	5,034,873	1,335,891	4,838,327	11,209,090	63,623	682,303	1,471,706	-	2,975,012	16,401,735	438	34,015	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)																	
רכיבי התזרים																	
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס						מיסים		סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
9,046	9,241	9,449	9,558	9,671	9,910	2,960	-	12,870	-	-	1,475	-	3,178	17,523	0.7	52	31.12.2026
15,113	16,109	17,220	17,824	18,464	19,866	5,934	-	25,800	-	-	777	-	5,889	32,466	1.1	89	31.12.2027
4,151	4,617	5,159	5,465	5,796	6,547	1,956	18,834	27,337	-	-	416	-	6,149	33,903	1.2	90	31.12.2028
6,460	7,498	8,760	9,494	10,309	12,229	3,653	14,459	30,341	-	-	1,277	-	7,006	38,623	1.2	96	31.12.2029
(808)	(978)	(1,195)	(1,325)	(1,473)	(1,835)	(548)	14,822	12,439	-	-	(1,498)	-	2,424	13,366	0.6	46	31.12.2030
(224)	(284)	(362)	(411)	(468)	(612)	(183)	7,802	7,007	-	-	(1,229)	-	1,280	7,058	0.4	31	31.12.2031
5,772	7,611	10,161	11,798	13,748	18,879	5,639	21,569	46,087	-	-	3,055	-	10,888	60,029	1.7	132	31.12.2032
8,751	12,041	16,805	19,968	23,822	34,347	10,260	39,241	83,848	-	(36,572)	2,772	-	11,089	61,137	1.7	131	31.12.2033
1,034	1,485	2,167	2,635	3,218	4,873	1,455	5,567	11,895	-	36,572	2,862	-	11,373	62,702	1.7	132	31.12.2034
6,016	9,013	13,749	17,105	21,390	34,002	10,157	38,846	83,005	-	(32,732)	2,756	-	11,750	64,780	1.7	131	31.12.2035
1,165	1,821	2,904	3,697	4,733	7,900	2,360	9,026	19,285	-	32,732	2,660	-	12,115	66,792	1.7	132	31.12.2036
4,428	7,223	12,043	15,688	20,563	36,039	10,765	41,173	87,976	-	(36,572)	2,636	-	11,974	66,014	1.7	131	31.12.2037
2,006	3,414	5,951	7,932	10,644	19,588	5,851	22,379	47,817	-	3,841	2,925	-	12,094	66,678	1.7	132	31.12.2038
1,903	3,380	6,159	8,400	11,541	22,300	6,661	25,477	54,438	-	(3,841)	3,599	-	12,009	66,205	1.7	131	31.12.2039
2,575	4,773	9,093	12,691	17,852	36,218	10,818	41,378	88,414	-	(32,732)	1,350	-	12,637	69,669	1.8	138	31.12.2040
1,118	2,163	4,308	6,153	8,861	18,876	5,638	21,565	46,079	-	36,572	2,754	-	18,924	104,329	2.6	203	31.12.2041
2,143	4,325	9,006	13,161	19,404	43,403	12,964	49,586	105,953	-	32,732	6,634	-	32,199	177,519	4.4	342	31.12.2042
2,867	6,038	13,143	19,653	29,666	69,674	20,812	79,600	170,086	-	-	9,192	-	39,723	219,002	5.4	422	31.12.2043
2,401	5,277	12,009	18,374	28,397	70,028	20,917	80,004	170,950	-	-	7,314	-	39,499	217,763	5.5	427	31.12.2044
1,945	4,460	10,612	16,615	26,289	68,072	20,333	77,770	166,175	-	-	3,415	-	37,577	207,166	5.4	423	31.12.2045
1,604	3,838	9,546	15,293	24,773	67,354	20,119	76,950	164,423	-	-	2,360	-	36,955	203,737	5.4	416	31.12.2046
1,318	3,290	8,556	14,025	23,261	66,403	19,835	75,863	162,101	-	-	1,567	-	36,265	199,933	5.3	408	31.12.2047
1,079	2,812	7,646	12,826	21,778	65,281	19,499	74,581	159,361	-	-	604	-	35,444	195,408	5.1	399	31.12.2048
879	2,389	6,790	11,654	20,260	63,764	19,047	72,849	155,660	-	-	563	-	34,615	190,837	5.0	389	31.12.2049
710	2,015	5,987	10,516	18,717	61,854	18,476	70,666	150,995	-	-	550	-	33,578	185,124	4.9	378	31.12.2050
575	1,702	5,287	9,501	17,313	60,075	17,944	68,633	146,653	-	-	527	-	32,611	179,791	4.7	367	31.12.2051
464	1,433	4,654	8,559	15,967	58,175	17,377	66,463	142,015	-	-	488	-	31,575	174,077	4.6	355	31.12.2052
372	1,200	4,074	7,667	14,643	56,020	16,733	64,001	136,755	-	-	447	-	30,400	167,602	4.4	342	31.12.2053
300	1,008	3,578	6,890	13,473	54,120	16,166	61,830	132,115	-	-	409	-	29,364	161,888	4.3	330	31.12.2054
240	842	3,123	6,154	12,320	51,964	15,522	59,367	126,853	-	-	370	-	28,189	155,412	4.1	317	31.12.2055
192	701	2,722	5,487	11,247	49,808	14,878	56,904	121,591	-	-	332	-	27,015	148,937	3.9	304	31.12.2056
154	587	2,380	4,909	10,302	47,907	14,310	54,732	116,949	-	-	296	-	25,978	143,223	3.8	292	31.12.2057
123	489	2,072	4,373	9,396	45,877	13,703	52,413	111,993	-	-	263	-	24,873	137,129	3.6	280	31.12.2058
87	360	1,596	3,447	7,581	38,868	11,610	44,405	94,883	-	-	223	-	21,073	116,178	3.1	237	31.12.2059
70	303	1,403	3,101	6,984	37,593	11,229	42,949	91,772	-	-	216	-	20,382	112,369	3.0	229	31.12.2060
52	236	1,146	2,591	5,975	33,770	10,087	38,581	82,439	-	-	194	-	18,309	100,942	2.7	206	31.12.2061
34	159	806	1,865	4,402	26,124	7,803	29,846	63,774	-	-	150	-	14,164	78,087	2.1	159	31.12.2062
20	98	518	1,227	2,965	18,478	5,519	21,111	45,108	-	-	106	-	10,018	55,232	1.5	113	31.12.2063
5	24	132	319	789	5,160	20	-	5,180	-	-	12	-	1,150	6,342	0.2	13	31.12.2064
86,135	132,712	239,157	344,880	524,572	1,438,899	428,280	1,641,242	3,508,421	-	-	64,817	-	791,737	4,364,974	115	8,943	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (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 זו (BCM) 100% מנכס הנפט)	כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט)	עד ליום
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 7.5%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל										
127,309	130,048	132,970	134,508	136,100	139,461	36,658	-	176,119	-	92,009	45,087	-	69,400	382,615	13.5	1,045	31.12.2026
122,522	130,599	139,604	144,502	149,693	161,059	41,467	-	202,526	-	100,179	43,109	-	76,623	422,438	14.1	1,094	31.12.2027
96,617	107,464	120,095	127,200	134,907	152,408	33,595	48,827	234,830	-	92,930	35,623	-	80,516	443,900	14.1	1,097	31.12.2028
85,508	99,242	115,949	125,664	136,451	161,860	36,263	77,279	275,403	-	99,991	44,187	-	92,968	512,548	15.2	1,182	31.12.2029
95,260	115,368	140,915	156,274	173,729	216,384	58,054	163,652	438,090	-	49,409	51,289	-	119,381	658,169	19.2	1,490	31.12.2030
70,405	88,974	113,616	128,930	146,744	191,911	48,951	191,437	432,299	-	39,874	45,101	-	114,614	631,889	18.2	1,416	31.12.2031
77,369	102,026	136,205	158,158	184,295	253,073	54,311	253,177	560,561	-	-	61,247	-	137,776	759,584	20.9	1,620	31.12.2032
66,409	91,380	127,538	151,538	180,787	260,667	56,358	261,659	578,684	-	-	62,986	-	142,177	783,847	20.6	1,602	31.12.2033
52,783	75,788	110,585	134,451	164,220	248,619	51,639	246,910	547,168	-	36,572	71,199	-	145,118	800,057	20.8	1,616	31.12.2034
46,566	69,769	106,429	132,406	165,574	263,202	62,196	271,878	597,277	-	-	63,272	-	146,361	806,910	20.6	1,602	31.12.2035
38,002	59,414	94,752	120,621	154,428	257,759	62,223	267,113	587,094	-	32,732	64,513	-	151,632	835,971	20.9	1,620	31.12.2036
32,599	53,181	88,668	115,501	151,393	265,327	68,601	279,382	613,310	-	-	62,445	-	149,730	825,485	20.6	1,602	31.12.2037
25,685	43,725	76,216	101,589	136,328	250,872	67,201	265,434	583,508	-	36,572	59,177	-	150,506	829,763	20.8	1,616	31.12.2038
21,041	37,377	68,112	92,898	127,634	246,616	68,759	263,061	578,436	-	32,732	60,600	-	148,846	820,614	20.6	1,602	31.12.2039
18,692	34,648	66,008	92,123	129,582	262,900	76,231	286,385	625,516	-	-	49,054	-	149,467	824,037	20.9	1,620	31.12.2040
14,196	27,457	54,688	78,099	112,472	239,595	70,674	272,943	583,212	-	36,572	46,291	-	147,585	813,660	20.6	1,602	31.12.2041
11,959	24,137	50,259	73,444	108,286	242,211	72,349	276,718	591,278	-	32,732	42,141	-	147,602	813,753	20.8	1,616	31.12.2042
10,234	21,552	46,918	70,155	105,900	248,718	74,292	284,152	607,163	-	-	38,433	-	143,047	788,643	20.3	1,580	31.12.2043
7,852	17,255	39,270	60,085	92,859	228,995	68,401	261,619	559,015	-	-	41,637	-	133,089	733,742	19.1	1,481	31.12.2044
6,123	14,042	33,409	52,307	82,762	214,300	64,012	244,831	523,143	-	-	30,801	-	122,740	676,684	17.8	1,382	31.12.2045
4,749	11,364	28,267	45,285	73,357	199,446	59,575	227,860	486,881	-	-	29,638	-	114,447	630,966	16.6	1,289	31.12.2046
3,684	9,199	23,921	39,214	65,036	185,662	55,457	212,113	453,232	-	-	28,747	-	106,794	588,773	15.5	1,203	31.12.2047
2,862	7,458	20,275	34,011	57,749	173,104	51,706	197,765	422,575	-	-	27,695	-	99,768	550,038	14.4	1,122	31.12.2048
2,179	5,923	16,835	28,895	50,232	158,099	47,224	180,623	385,946	-	-	34,390	-	93,135	513,471	13.5	1,047	31.12.2049
1,714	4,864	14,453	25,384	45,178	149,303	44,597	170,574	364,474	-	-	27,485	-	86,848	478,808	12.6	977	31.12.2050
1,326	3,926	12,197	21,921	39,944	138,606	41,402	158,353	338,362	-	-	27,405	-	81,044	446,811	11.7	911	31.12.2051
1,026	3,170	10,294	18,931	35,316	128,674	38,435	147,005	314,114	-	-	27,330	-	75,655	417,100	11.0	851	31.12.2052
792	2,554	8,673	16,320	31,171	119,250	35,620	136,240	291,110	-	-	27,259	-	70,542	388,912	10.2	793	31.12.2053
597	2,008	7,127	13,724	26,836	107,798	32,200	123,156	263,154	-	-	34,012	-	65,844	363,010	9.5	740	31.12.2054
473	1,659	6,157	12,132	24,288	102,441	30,599	117,036	250,076	-	-	27,133	-	61,422	338,632	8.9	691	31.12.2055
365	1,335	5,180	10,444	21,406	94,801	28,317	108,307	231,425	-	-	27,075	-	57,277	315,777	8.3	644	31.12.2056
281	1,075	4,361	8,997	18,881	87,797	26,225	100,305	214,327	-	-	27,023	-	53,477	294,827	7.7	601	31.12.2057
217	864	3,666	7,738	16,625	81,174	24,247	92,738	198,159	-	-	26,976	-	49,884	275,019	7.2	561	31.12.2058
154	641	2,841	6,136	13,497	69,196	18,192	76,875	164,263	-	-	33,743	-	43,873	241,880	6.4	493	31.12.2059
119	518	2,401	5,307	11,952	64,337	16,740	71,324	152,402	-	-	26,895	-	39,728	219,025	5.8	447	31.12.2060
90	406	1,966	4,448	10,254	57,960	14,836	64,038	136,834	-	-	26,872	-	36,273	199,979	5.3	408	31.12.2061
47	220	1,114	2,577	6,084	36,106	14,642	44,643	95,392	21,208	-	26,838	-	31,782	175,220	4.6	357	31.12.2062
29	143	755	1,788	4,321	26,925	11,900	34,154	72,979	21,208	-	26,800	-	26,808	147,794	3.9	301	31.12.2063
(11)	(59)	(327)	(794)	(1,963)	(12,847)	20	-	(12,827)	21,208	-	5,013	-	2,967	16,360	0.4	33	31.12.2064
1,047,825	1,400,711	2,032,362	2,552,912	3,324,308	6,473,772	1,764,171	6,479,568	14,717,511	63,623	682,303	1,536,524	-	3,766,749	20,766,709	553	42,958	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (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										
4,965	5,072	5,186	5,245	5,308	5,439	1,625	-	7,063	-	-	(1,399)	-	1,255	6,920	0.3	21	31.12.2026
5,109	5,446	5,821	6,025	6,242	6,716	2,006	-	8,722	-	-	(2,001)	-	1,489	8,210	0.3	22	31.12.2027
1,822	2,027	2,265	2,399	2,544	2,874	859	2,758	6,490	-	-	(691)	-	1,285	7,084	0.3	22	31.12.2028
224	260	304	329	357	424	127	2,962	3,513	-	-	(458)	-	677	3,731	0.3	24	31.12.2029
4,909	5,945	7,261	8,053	8,952	11,150	3,331	18,519	32,999	-	-	2,003	-	7,756	42,758	1.4	105	31.12.2030
250	316	404	458	521	682	204	3,637	4,522	-	-	(1,806)	-	602	3,318	0.3	23	31.12.2031
1,283	1,691	2,258	2,622	3,055	4,195	1,253	4,793	10,242	-	-	(2,479)	-	1,720	9,482	0.4	33	31.12.2032
(2,634)	(3,624)	(5,058)	(6,010)	(7,170)	(10,338)	(3,088)	(11,811)	(25,236)	-	36,572	(2,639)	-	1,927	10,624	0.4	33	31.12.2033
4,202	6,033	8,803	10,703	13,073	19,792	5,912	22,612	48,315	-	(36,572)	(2,535)	-	2,040	11,248	0.4	33	31.12.2034
977	1,464	2,233	2,778	3,473	5,521	1,649	6,308	13,479	-	-	(2,577)	-	2,416	13,318	0.4	33	31.12.2035
2,846	4,450	7,096	9,033	11,565	19,304	5,766	22,054	47,124	-	(32,732)	(2,730)	-	2,584	14,246	0.4	33	31.12.2036
(927)	(1,513)	(2,523)	(3,286)	(4,307)	(7,549)	(2,255)	(8,624)	(18,428)	-	32,732	(2,797)	-	2,549	14,056	0.4	33	31.12.2037
607	1,033	1,801	2,401	3,222	5,929	1,771	6,774	14,475	-	-	(2,786)	-	2,590	14,279	0.4	33	31.12.2038
511	907	1,654	2,255	3,099	5,987	1,788	6,840	14,615	-	-	(2,953)	-	2,584	14,247	0.4	33	31.12.2039
366	679	1,293	1,805	2,539	5,152	1,539	5,886	12,576	-	-	(416)	-	2,694	14,854	0.4	33	31.12.2040
337	651	1,298	1,853	2,669	5,685	1,698	6,495	13,878	-	-	(1,326)	-	2,781	15,333	0.4	33	31.12.2041
264	532	1,108	1,619	2,387	5,339	1,595	6,099	13,032	-	-	(118)	-	2,861	15,775	0.4	33	31.12.2042
63	132	288	431	651	1,528	457	1,746	3,731	-	-	(359)	-	747	4,120	0.1	10	31.12.2043
225	493	1,123	1,718	2,655	6,548	1,956	7,480	15,984	-	-	234	-	3,593	19,811	0.5	40	31.12.2044
338	776	1,847	2,891	4,574	11,845	3,538	13,533	28,916	-	-	1,132	-	6,658	36,705	0.9	71	31.12.2045
384	918	2,283	3,657	5,924	16,107	4,811	18,401	39,319	-	-	1,176	-	8,973	49,468	1.3	101	31.12.2046
398	995	2,587	4,240	7,033	20,077	5,997	22,937	49,011	-	-	1,466	-	11,184	61,662	1.6	126	31.12.2047
392	1,021	2,775	4,654	7,903	23,688	7,076	27,063	57,827	-	-	1,731	-	13,196	72,754	1.9	148	31.12.2048
371	1,008	2,866	4,919	8,550	26,911	8,038	30,745	65,695	-	-	1,347	-	14,855	81,896	2.2	167	31.12.2049
344	976	2,902	5,096	9,070	29,974	8,953	34,245	73,172	-	-	729	-	16,375	90,276	2.4	184	31.12.2050
310	919	2,855	5,131	9,349	32,440	9,690	37,061	79,191	-	-	323	-	17,618	97,133	2.6	198	31.12.2051
274	846	2,749	5,055	9,431	34,361	10,264	39,256	83,881	-	-	310	-	18,655	102,846	2.7	210	31.12.2052
240	774	2,629	4,946	9,447	36,142	10,796	41,291	88,228	-	-	329	-	19,622	108,179	2.8	221	31.12.2053
208	699	2,482	4,779	9,346	37,540	11,213	42,889	91,643	-	-	345	-	20,382	112,369	3.0	229	31.12.2054
179	627	2,325	4,581	9,172	38,685	11,555	44,196	94,436	-	-	358	-	21,004	115,798	3.0	236	31.12.2055
152	557	2,162	4,360	8,936	39,574	11,821	45,212	96,607	-	-	369	-	21,487	118,464	3.1	242	31.12.2056
129	492	1,997	4,121	8,647	40,209	12,010	45,937	98,157	-	-	379	-	21,833	120,368	3.2	246	31.12.2057
109	434	1,839	3,882	8,339	40,718	12,163	46,519	99,399	-	-	383	-	22,109	121,892	3.2	249	31.12.2058
102	426	1,886	4,075	8,963	45,951	13,726	52,497	112,173	-	-	394	-	24,942	137,510	3.6	280	31.12.2059
89	388	1,796	3,970	8,940	48,125	14,375	54,981	117,480	-	-	388	-	26,117	143,985	3.8	294	31.12.2060
72	325	1,577	3,567	8,223	46,480	13,884	53,102	113,466	-	-	349	-	25,218	139,033	3.7	284	31.12.2061
62	295	1,493	3,455	8,155	48,402	14,458	55,297	118,156	-	-	336	-	26,255	144,747	3.8	295	31.12.2062
53	261	1,383	3,274	7,912	49,307	14,728	56,332	120,367	-	-	308	-	26,738	147,413	3.9	301	31.12.2063
3	13	72	176	435	2,843	849	-	3,693	-	-	9	-	820	4,521	0.1	9	31.12.2064
29,606	44,744	85,117	131,260	219,185	763,757	228,135	866,022	1,857,914	-	-	(15,672)	-	408,193	2,250,435	61	4,720	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (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 נסישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שיתקבלו	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות זן (BCM) 100% מנכס הנפט	כמות מכירות קונדיט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט	עד ליום
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-7.5%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	מס הכנסה	היטל										
127,309	130,048	132,970	134,508	136,100	139,461	36,658	-	176,119	-	92,009	45,087	-	69,400	382,615	13.5	1,045	31.12.2026
122,522	130,599	139,604	144,502	149,693	161,059	41,467	-	202,526	-	100,179	43,109	-	76,623	422,438	14.1	1,094	31.12.2027
96,617	107,464	120,095	127,200	134,907	152,408	33,595	48,827	234,830	-	92,930	35,623	-	80,516	443,900	14.1	1,097	31.12.2028
85,508	99,242	115,949	125,664	136,451	161,860	36,263	77,279	275,403	-	99,991	44,187	-	92,968	512,548	15.2	1,182	31.12.2029
95,260	115,368	140,915	156,274	173,729	216,384	58,054	163,652	438,090	-	49,409	51,289	-	119,381	658,169	19.2	1,490	31.12.2030
70,405	88,974	113,616	128,930	146,744	191,911	48,951	191,437	432,299	-	39,874	45,101	-	114,614	631,889	18.2	1,416	31.12.2031
77,369	102,026	136,205	158,158	184,295	253,073	54,311	253,177	560,561	-	-	61,247	-	137,776	759,584	20.9	1,620	31.12.2032
66,409	91,380	127,538	151,538	180,787	260,667	56,358	261,659	578,684	-	-	62,986	-	142,177	783,847	20.6	1,602	31.12.2033
52,783	75,788	110,585	134,451	164,220	248,619	51,639	246,910	547,168	-	36,572	71,199	-	145,118	800,057	20.8	1,616	31.12.2034
46,566	69,769	106,429	132,406	165,574	263,202	62,196	271,878	597,277	-	-	63,272	-	146,361	806,910	20.6	1,602	31.12.2035
38,002	59,414	94,752	120,621	154,428	257,759	62,223	267,113	587,094	-	32,732	64,513	-	151,632	835,971	20.9	1,620	31.12.2036
32,599	53,181	88,668	115,501	151,393	265,327	68,601	279,382	613,310	-	-	62,445	-	149,730	825,485	20.6	1,602	31.12.2037
25,685	43,725	76,216	101,589	136,328	250,872	67,201	265,434	583,508	-	36,572	59,177	-	150,506	829,763	20.8	1,616	31.12.2038
21,041	37,377	68,112	92,898	127,634	246,616	68,759	263,061	578,436	-	32,732	60,600	-	148,846	820,614	20.6	1,602	31.12.2039
18,692	34,648	66,008	92,123	129,582	262,900	76,231	286,385	625,516	-	-	49,054	-	149,467	824,037	20.9	1,620	31.12.2040
14,196	27,457	54,688	78,099	112,472	239,595	70,674	272,943	583,212	-	36,572	46,291	-	147,585	813,660	20.6	1,602	31.12.2041
11,959	24,137	50,259	73,444	108,286	242,211	72,349	276,718	591,278	-	32,732	42,141	-	147,602	813,753	20.8	1,616	31.12.2042
10,234	21,552	46,918	70,155	105,900	248,718	74,292	284,152	607,163	-	-	38,433	-	143,047	788,643	20.3	1,580	31.12.2043
7,852	17,255	39,270	60,085	92,859	228,995	68,401	261,619	559,015	-	-	41,637	-	133,089	733,742	19.1	1,481	31.12.2044
6,123	14,042	33,409	52,307	82,762	214,300	64,012	244,831	523,143	-	-	30,801	-	122,740	676,684	17.8	1,382	31.12.2045
4,749	11,364	28,267	45,285	73,357	199,446	59,575	227,860	486,881	-	-	29,638	-	114,447	630,966	16.6	1,289	31.12.2046
3,684	9,199	23,921	39,214	65,036	185,662	55,457	212,113	453,232	-	-	28,747	-	106,794	588,773	15.5	1,203	31.12.2047
2,862	7,458	20,275	34,011	57,749	173,104	51,706	197,765	422,575	-	-	27,695	-	99,768	550,038	14.4	1,122	31.12.2048
2,179	5,923	16,835	28,895	50,232	158,099	47,224	180,623	385,946	-	-	34,390	-	93,135	513,471	13.5	1,047	31.12.2049
1,714	4,864	14,453	25,384	45,178	149,303	44,597	170,574	364,474	-	-	27,485	-	86,848	478,808	12.6	977	31.12.2050
1,326	3,926	12,197	21,921	39,944	138,606	41,402	158,353	338,362	-	-	27,405	-	81,044	446,811	11.7	911	31.12.2051
1,026	3,170	10,294	18,931	35,316	128,674	38,435	147,005	314,114	-	-	27,330	-	75,655	417,100	11.0	851	31.12.2052
792	2,554	8,673	16,320	31,171	119,250	35,620	136,240	291,110	-	-	27,259	-	70,542	388,912	10.2	793	31.12.2053
597	2,008	7,127	13,724	26,836	107,798	32,200	123,156	263,154	-	-	34,012	-	65,844	363,010	9.5	740	31.12.2054
473	1,659	6,157	12,132	24,288	102,441	30,599	117,036	250,076	-	-	27,133	-	61,422	338,632	8.9	691	31.12.2055
365	1,335	5,180	10,444	21,406	94,801	28,317	108,307	231,425	-	-	27,075	-	57,277	315,777	8.3	644	31.12.2056
281	1,075	4,361	8,997	18,881	87,797	26,225	100,305	214,327	-	-	27,023	-	53,477	294,827	7.7	601	31.12.2057
217	864	3,666	7,738	16,625	81,174	24,247	92,738	198,159	-	-	26,976	-	49,884	275,019	7.2	561	31.12.2058
154	641	2,841	6,136	13,497	69,196	18,192	76,875	164,263	-	-	33,743	-	43,873	241,880	6.4	493	31.12.2059
119	518	2,401	5,307	11,952	64,337	16,740	71,324	152,402	-	-	26,895	-	39,728	219,025	5.8	447	31.12.2060
90	406	1,966	4,448	10,254	57,960	14,836	64,038	136,834	-	-	26,872	-	36,273	199,979	5.3	408	31.12.2061
47	220	1,114	2,577	6,084	36,106	14,642	44,643	95,392	21,208	-	26,838	-	31,782	175,220	4.6	357	31.12.2062
29	143	755	1,788	4,321	26,925	11,900	34,154	72,979	21,208	-	26,800	-	26,808	147,794	3.9	301	31.12.2063
(11)	(59)	(327)	(794)	(1,963)	(12,847)	20	-	(12,827)	21,208	-	5,013	-	2,967	16,360	0.4	33	31.12.2064
1,077,431	1,445,455	2,117,479	2,684,172	3,543,493	7,237,529	1,992,306	7,345,590	16,575,425	63,623	682,303	1,520,852	-	4,174,942	23,017,145	614	47,677	סה"כ

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות הוצאה מכלל שימוש, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי, כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות לעיל, 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 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות¹⁵

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)	5,570,201	1,978,948	1,400,325	1,063,530	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,499,035	1,606,062	1,134,105	858,211
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,583,869	263,708	146,187	94,631	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,297,755	217,405	121,543	79,528
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,154,070	2,242,656	1,546,513	1,158,161	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,796,790	1,823,467	1,255,648	937,739
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	835,518	90,730	46,524	30,010	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	688,475	76,085	39,714	26,116
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,989,589	2,333,386	1,593,037	1,188,172	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,485,265	1,899,552	1,295,362	963,855
גידול במחיר הגז בשיעור של 15%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	5,840,344	2,073,252	1,467,576	1,115,269	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	4,230,679	1,511,644	1,066,255	805,560
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,654,608	274,853	152,007	98,130	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,225,427	205,135	114,694	75,070
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	7,494,952	2,348,105	1,619,582	1,213,399	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	5,456,106	1,716,779	1,180,949	880,630
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	872,184	94,344	48,211	30,991	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	652,215	72,676	38,195	25,270
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,367,136	2,442,450	1,667,794	1,244,390	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,108,321	1,789,456	1,219,144	905,900

¹⁵ לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהווך למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

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 20%					קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	6,107,897	2,165,060	1,532,402	1,164,665	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,963,519	1,417,336	998,210	752,507
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,724,970	285,658	157,504	101,324	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,154,038	194,220	109,298	72,116
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,832,867	2,450,718	1,689,906	1,265,988	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,117,558	1,611,556	1,107,508	824,623
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	911,358	100,270	52,111	34,089	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	614,507	68,040	35,548	23,385
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible) (Reserves	8,744,225	2,550,988	1,742,017	1,300,078	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible) (Reserves	5,732,065	1,679,596	1,143,056	848,008

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 10%					קיצון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,145,395	1,958,346	1,396,439	1,063,637	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	4,493,075	1,604,199	1,132,670	856,991
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,412,297	261,172	146,384	94,957	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,292,060	215,763	120,544	78,894
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,557,692	2,219,518	1,542,823	1,158,594	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,785,135	1,819,961	1,253,214	935,885
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	735,943	91,173	47,174	30,325	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	687,685	75,824	39,506	25,949
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,293,636	2,310,691	1,589,997	1,188,919	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,472,820	1,895,785	1,292,720	961,833
גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					קיצון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	5,173,865	2,033,635	1,458,317	1,114,105	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	4,222,618	1,509,216	1,064,341	803,886
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,403,189	272,290	153,066	99,016	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,220,016	204,462	114,686	75,406
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	6,577,054	2,305,925	1,611,384	1,213,121	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	5,442,634	1,713,679	1,179,027	879,291
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	731,404	96,563	49,871	31,743	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	648,221	70,564	36,417	23,733
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,308,458	2,402,488	1,661,254	1,244,864	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	6,090,854	1,784,243	1,215,444	903,024

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% ¹⁶					קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	5,191,627	2,101,597	1,515,484	1,161,185	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,953,173	1,414,273	995,766	750,337
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,398,928	283,618	159,859	103,041	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,147,077	192,278	108,072	71,301
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,590,555	2,385,216	1,675,343	1,264,226	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,100,250	1,606,551	1,103,838	821,638
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	735,492	105,442	55,436	35,640	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	613,279	68,554	36,190	24,075
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	7,326,047	2,490,658	1,730,779	1,299,865	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	5,713,529	1,675,105	1,140,028	845,713

¹⁶ יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, לא ניתן להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

(1) נתוני כמויות

על-פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, הפרויקט המתייחס למשאבים המותנים של גז וקונדנסט במאגר לויתן מסווג כפרויקט ברמת בשלות של "פיתוח לא מובהר" (Development Unclassified), וכמויות המשאבים המותנים המיוחסים לו הם כמפורט להלן:

גז טבעי BCF		
קטגוריה	סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁷
האומדן הנמוך (Low Estimate - 1C)	-	-
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate - 2C)	679.6	81
האומדן הגבוה (High Estimate - 3C)	3,471.6	414

קונדנסט Million Barrels		
קטגוריה	סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) ¹⁸
האומדן הנמוך (Low Estimate - 1C)	-	-
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate - 2C)	1.5	0.2
האומדן הגבוה (High Estimate - 3C)	7.6	0.9

(2) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג מחדש של המשאבים המותנים בפרויקט לויתן כעתודות, מותנה, ב- (1) הארכת מועד פקיעת החזקות מעבר למועד הקיים (13.2.2064) או באישור בארות נוספות או מתקני הפקה נוספים שיאפשרו את הפקת המשאבים לפני מועד פקיעת החזקות כאמור; ו- (2) במחויבות לפיתוח המשאבים. ככל שיתקיימו התנאים כאמור, המשאבים המותנים, חלקם או כולם, עשויים להיות מסווגים כעתודות.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של גז טבעי וקונדנסט במאגר לויתן, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI אשר לא קיימת כל ודאות לגביהן. כמויות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו וימכרו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות לעיל, 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 לעיל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

¹⁷ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות נטו (Net), אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שלישיים ובעלי עניין.

¹⁸ בדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI לא צוין חלק השותפות ברוטו (Gross), אלא חלק השותפות נטו (Net), אלא חלק השותפות ברוטו (Gross). חלק השותפות נטו (Net) המוצג בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים למדינה ולצדדים שלישיים ובעלי עניין.

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

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותנים על-פי דוח המשאבים לבין אלו שנכללו בדוח המשאבים הקודם, נובעים מהתקיימות ההתניות הנוגעות לאישור תוכנית הפיתוח על-ידי הממונה ולקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לשלב הראשון של פרויקט ההרחבה, אשר כתוצאה ממנה, סווגו רובם המכריע של המשאבים המותנים במאגר לויתן כעתודות. כמו כן, השינויים בדוח זה נובעים מעדכון המודל הגיאולוגי ומודל הזרימה במאגר וכן מהפקה של כ- 390 BCF בשנת 2025. בהתאם לכך, כל המשאבים המותנים מסוג 1C סווגו מחדש כעתודות מסוג 1P, כך שכמות העתודות מסוג 1P עלתה בכ- 2,345 BCF. כל המשאבים המותנים מסוג 2C, למעט כ- 680 BCF, סווגו מחדש כעתודות מסוג 2P, כך שכמות העתודות מסוג 2P עלתה בכ- 4,692 BCF. כל המשאבים המותנים מסוג 3C, למעט כ- 3,472 BCF, סווגו מחדש כעתודות מסוג 3P, כך שכמות העתודות מסוג 3P עלתה בכ- 5,663 BCF. יודגש כי, האומדן העדכני של הכמות הכוללת הניתנת להפקה מהמאגר לאורך חייו, קרי עתודות + משאבים + כמויות שהופקו, עלה בכ- 677 BCF באומדן הנמוך (קרי, 1P + 1C + הפקה), עלה בכ- 102 BCF באומדן הטוב ביותר (קרי, 2P + 2C + כמויות שהופקו), וירד בכ- BCF 1,354 באומדן הגבוה (קרי, 3P + 3C + כמויות שהופקו).

3. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת נתוני הפקה של גז טבעי וקונדנסט בשנים 2024 ו-2025 בפרויקט לויתן: 21,20,19

שנת 2025		רבעון 4 2025		שנת 2024		
קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	
128.51	57,711.76	31.87	14,960.52	84.21	59,350.09	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) בתקופה (ב- MMCF לגז טבעי ובאלפי חביות לקונדנסט, לפי העניין)
52.70	5.69	48.84	5.52	65.87	6.24	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
5.79	0.63	5.26	0.61	7.28	0.69	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 ולחבית) – מדינה
3.71	0.40	3.36	0.39	4.66	0.44	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 ולחבית) – צדדים שלישיים ובעלי עניין
6.80	0.83	8.14	0.84	6.98	0.92	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין) ^{23,22}
36.40	3.83	32.08	3.68	46.95	4.19	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין)
2.43		0.51		2.61		שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הגז בפרויקט (ב- %)

4. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח א'** דוח עתודות ומשאבים מותנים במאגר לויתן שהוכן על-ידי NSAI, ליום 31.12.2025, וכן מצורפת **כנספח א'** לפרק זה הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

5. הצהרת הנהלה

- (1) תאריך ההצהרה: 16 בינואר, 2026;
- (2) ציון שם התאגיד: רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: ליגד רוטלוי, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;

¹⁹ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

²⁰ הנתונים המובאים בטבלה ביחס להפקת הקונדנסט, אינם כוללים כמויות נוספות של קונדנסט אשר לא נמכרו. העלויות וההוצאות בקשר עם הכמויות הנוספות של הקונדנסט כאמור יוחסו לעלויות הפקת הגז הטבעי.

²¹ יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2025 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

²² הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

²³ ציון כי, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של גז טבעי כוללות עלויות בגין הולכת הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג"ז אל נקודת המסירה של EMG באשקלון, אל נקודת המסירה בגבול ירדן, וכן עלויות הולכה באמצעות מערכת ההולכה האזורית אל נקודת המסירה בעקבה שבירדן, וזאת לצורך אספקת הגז למצרים, בסך של כ- 158.5 מיליון דולר בשנת 2024, כ- 25.3 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2025, וכ- 115.6 מיליון דולר בשנת 2025. כמו כן, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של קונדנסט כוללות עלויות בגין הולכת הקונדנסט באמצעות צנרת תשתיות אנרגיה (תש"א) וצנרת קו צינור אירופה אסיה (קצא"א), בסך של כ- 1.8 מיליון דולר בשנת 2024, כ- 1.0 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2025 וכ- 3.3 מיליון דולר בשנת 2025 (100%).

- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- (2018) Petroleum Resources Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), האיגוד האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום דוח המשאבים ;
- (8) הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות.

ליגד רוטלוי, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

בעלות הזכויות בפרויקט לווייתן ושיעור החזקותיהן הינן כדלקמן :

15.00%	השותפות
45.34%	ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת
39.66%	Chevron Mediterranean Limited

בכבוד רב,

רציו אנרגיות שותף כללי בע"מ
השותף הכללי ברציו אנרגיות - שותפות מוגבלת

על-ידי ליגד רוטלוי, יו"ר

נספח א'

**דוח העתודות והמשאבים במאגר לווייתן שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2025
והסכמת NSAI להכללתו בדוח המייד**

January 16, 2026

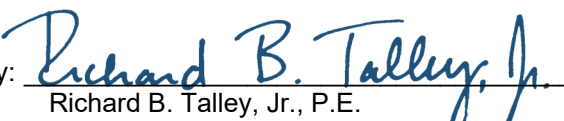
Ratio Energies – Limited Partnership
Ratio Energies (Finance) Ltd.
Yehuda Halevi 85
Tel Aviv-Yafo 6579614
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to Ratio Energies – Limited Partnership (Ratio) and Ratio Energies (Finance) Ltd. to use our report dated January 16, 2026, 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, 2025, to the Ratio interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. The January 16 report also sets forth our estimates of the contingent resources, as of December 31, 2025, to the Ratio working interest in these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

JRC:MDK

ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
AND CONTINGENT RESOURCES
to the
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
in
CERTAIN GAS PROPERTIES
located in
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15
OFFSHORE ISRAEL
as of
DECEMBER 31, 2025

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

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

January 16, 2026

Ratio Energies – Limited Partnership
Yehuda Halevi 85
Tel Aviv-Yafo 6579614
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Ratio Energies – Limited Partnership (Ratio) interest in certain gas properties located in Leviathan Field, Leases I/14 and I/15, offshore Israel. Also as requested, we have estimated the contingent resources, as of December 31, 2025, to the Ratio working interest in these properties. It is our understanding that Ratio owns a direct working interest in these properties. It is also our understanding that an updated development plan for Leviathan Field was approved by the Israeli Ministry of National Infrastructures on August 21, 2025, and that on January 15, 2026, the Leviathan Field partners reached the final investment decision on Leviathan Expansion Stage 1. The reserves in this report reflect the impact of these two milestones. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Ratio, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or millions of United States dollars (MM\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

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

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

January 16, 2026
Page 2 of 6

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Ratio working interest reserves for these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Proved (1P)	15,461.2	2,319.2	34.0	5.1
Probable	4,064.8	609.7	8.9	1.3
Proved + Probable (2P)	19,526.0	2,928.9	43.0	6.4
Possible	2,145.3	321.8	4.7	0.7
Proved + Probable + Possible (3P)	21,671.3	3,250.7	47.7	7.2

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Ratio interest in these properties, as of December 31, 2025, 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)	5,034.9	2,799.7	1,793.2	1,268.0	961.7
Probable	1,438.9	524.6	239.2	132.7	86.1
Proved + Probable (2P)	6,473.8	3,324.3	2,032.4	1,400.7	1,047.8
Possible	763.8	219.2	85.1	44.7	29.6
Proved + Probable + Possible (3P)	7,237.5	3,543.5	2,117.5	1,445.5	1,077.4

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, 2025, 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.

January 16, 2026
Page 3 of 6

Working interest revenue for the reserves shown in this report is Ratio's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Ratio's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and Ratio's estimates of its oil and gas profits levy and corporate income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. Table VI presents Ratio's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by Ratio. Gas prices are based on Ratio's estimates of approved and future sales contracts. These contract prices are derived mainly from various formulae that include indexation to the Power Generation Tariffs published by The Electricity Authority or to an average of long-term forecasts for Brent Crude prices provided by various institutions. Condensate prices are based on these Brent Crude prices and are adjusted for quality and market differentials. The forecasted Brent Crude prices are held constant through December 31, 2026, then escalated on January 1 of each year through December 31, 2036, and then held constant thereafter; the escalation rates have been specified by Ratio.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Ratio. Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses of Ratio are not included. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated operating costs to be reasonable. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Ratio and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for new facilities, including the Regional Export Module and the third and fourth gathering lines; regional midstream infrastructure; new development wells and flowlines; and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Ratio's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Ratio interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Ratio receiving its net revenue interest share of estimated future gross production.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent resources shown in this report are contingent upon (1) extension of the lease term beyond its current expiration date of February 13, 2064, or approval of additional drilling or processing facilities sufficient to recover the volumes prior to expiration of the current lease term; and

January 16, 2026
Page 4 of 6

(2) commitment to develop the resources. 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 unclarified.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources and the Ratio working interest contingent resources for these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gas Reserves (BCF)		Condensate Reserves (MMBBL)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Low Estimate (1C) ⁽¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0
Best Estimate (2C)	679.6	101.9	1.5	0.2
High Estimate (3C)	3,471.6	520.7	7.6	1.1

⁽¹⁾ The contingent resources shown in this report represent volumes that are incrementally recoverable over volumes classified as reserves. There are no 1C contingent resources because all of the estimated volumes for the low estimate case have been classified as reserves.

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.

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 have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Ratio, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report.

January 16, 2026
Page 5 of 6

It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

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

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Ligad Rotlevy, Chairman of Ratio, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Ratio; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the properties; other interest owners; public data sources; and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Ratio.

QUALIFICATIONS

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

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

January 16, 2026
Page 6 of 6

Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

By: *J.R. Cliver*
John R. Cliver, P.E. 107216
Senior Vice President

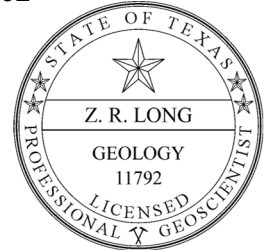
Date Signed: January 16, 2026

JRC:MDK



By: *Zach Long*
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: January 16, 2026



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

Preamble

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

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

1.0 Basic Principles and Definitions

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

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

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

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

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

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

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

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

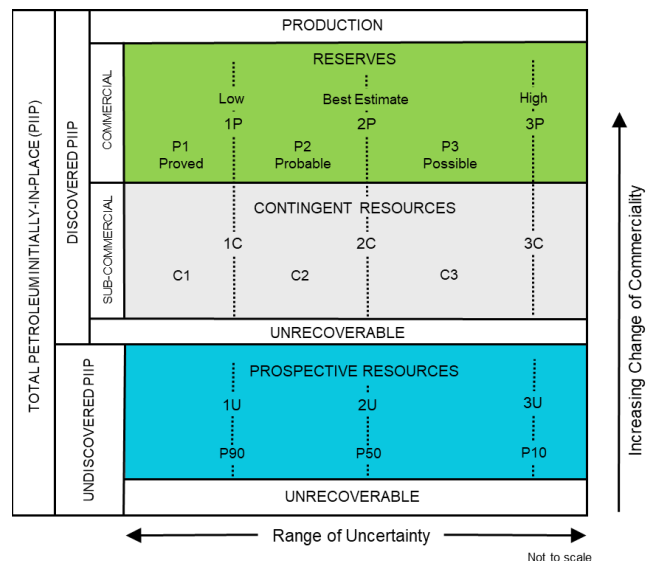


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

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

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

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

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

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

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

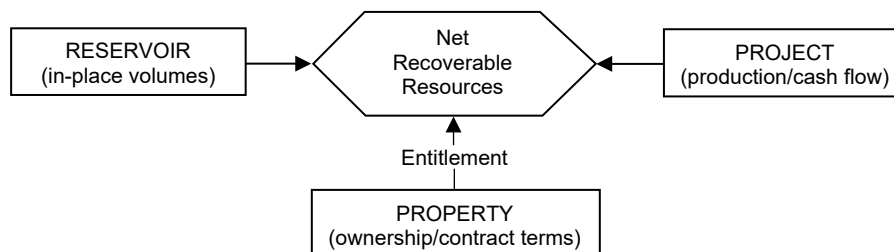


Figure 1.2—Resources evaluation

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

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

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

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

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

2.2 Resources Categorization

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

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

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

2.2.1 Range of Uncertainty

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

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

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

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

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

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

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

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

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

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

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

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2026	365.1	40.4	25.8	0.0	66.2	92.0	0.0	43.6	163.2
12-31-2027	390.0	43.1	27.6	0.0	70.7	100.2	0.0	42.3	176.7
12-31-2028	410.0	45.3	29.0	0.0	74.4	92.9	0.0	35.2	207.5
12-31-2029	473.9	52.4	33.5	0.0	86.0	100.0	0.0	42.9	245.1
12-31-2030	644.8	71.3	45.6	0.0	117.0	49.4	0.0	52.8	425.7
12-31-2031	624.8	69.1	44.2	0.0	113.3	39.9	0.0	46.3	425.3
12-31-2032	699.6	77.4	49.5	0.0	126.9	0.0	0.0	58.2	514.5
12-31-2033	722.7	79.9	51.2	0.0	131.1	36.6	0.0	60.2	494.8
12-31-2034	737.4	81.6	52.2	0.0	133.7	0.0	0.0	68.3	535.3
12-31-2035	742.1	82.1	52.5	0.0	134.6	32.7	0.0	60.5	514.3
12-31-2036	769.2	85.1	54.4	0.0	139.5	0.0	0.0	61.9	567.8
12-31-2037	759.5	84.0	53.8	0.0	137.8	36.6	0.0	59.8	525.3
12-31-2038	763.1	84.4	54.0	0.0	138.4	32.7	0.0	56.3	535.7
12-31-2039	754.4	83.4	53.4	0.0	136.8	36.6	0.0	57.0	524.0
12-31-2040	754.4	83.4	53.4	0.0	136.8	32.7	0.0	47.7	537.1
Subtotal	9,610.9	1,063.0	680.3	0.0	1,743.3	682.3	0.0	793.1	6,392.3
Remaining	6,790.9	751.1	480.7	0.0	1,231.8	0.0	63.6	678.7	4,816.8
Total	16,401.7	1,814.0	1,161.0	0.0	2,975.0	682.3	63.6	1,471.7	11,209.1

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\$)
12-31-2026	0.0	0.0	163.2	23.0	33.7	129.6	126.4	123.5	120.8	118.3
12-31-2027	0.0	0.0	176.7	23.0	35.5	141.2	131.2	122.4	114.5	107.4
12-31-2028	14.9	30.0	177.5	23.0	31.6	145.9	129.1	114.9	102.8	92.5
12-31-2029	27.9	62.8	182.2	23.0	32.6	149.6	126.1	107.2	91.7	79.0
12-31-2030	36.7	148.8	276.8	23.0	58.6	218.2	175.2	142.1	116.3	96.1
12-31-2031	45.3	183.6	241.7	23.0	49.1	192.5	147.2	114.0	89.3	70.6
12-31-2032	46.8	231.6	282.9	23.0	48.7	234.2	170.5	126.0	94.4	71.6
12-31-2033	46.8	222.4	272.4	23.0	46.1	226.3	157.0	110.7	79.3	57.7
12-31-2034	46.8	241.3	293.9	23.0	50.2	243.7	161.0	108.4	74.3	51.7
12-31-2035	46.8	233.0	281.2	23.0	52.0	229.2	144.2	92.7	60.8	40.6
12-31-2036	46.8	258.1	309.7	23.0	59.9	249.9	149.7	91.8	57.6	36.8
12-31-2037	46.8	238.2	287.1	23.0	57.8	229.3	130.8	76.6	46.0	28.2
12-31-2038	46.8	243.1	292.6	23.0	61.4	231.3	125.7	70.3	40.3	23.7
12-31-2039	46.8	237.6	286.4	23.0	62.1	224.3	116.1	62.0	34.0	19.1
12-31-2040	46.8	245.0	292.1	23.0	65.4	226.7	111.7	56.9	29.9	16.1
Subtotal		2,575.6	3,816.6		744.8	3,071.9	2,102.1	1,519.6	1,152.0	909.4
Remaining		2,262.7	2,554.1		591.1	1,963.0	697.7	273.6	116.0	52.3
Total		4,838.3	6,370.8		1,335.9	5,034.9	2,799.7	1,793.2	1,268.0	961.7

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2040, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2026	17.5	1.9	1.2	0.0	3.2	0.0	0.0	1.5	12.9
12-31-2027	32.5	3.6	2.3	0.0	5.9	0.0	0.0	0.8	25.8
12-31-2028	33.9	3.7	2.4	0.0	6.1	0.0	0.0	0.4	27.3
12-31-2029	38.6	4.3	2.7	0.0	7.0	0.0	0.0	1.3	30.3
12-31-2030	13.4	1.5	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	-1.5	12.4
12-31-2031	7.1	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	-1.2	7.0
12-31-2032	60.0	6.6	4.2	0.0	10.9	0.0	0.0	3.1	46.1
12-31-2033	61.1	6.8	4.3	0.0	11.1	-36.6	0.0	2.8	83.8
12-31-2034	62.7	6.9	4.4	0.0	11.4	36.6	0.0	2.9	11.9
12-31-2035	64.8	7.2	4.6	0.0	11.8	-32.7	0.0	2.8	83.0
12-31-2036	66.8	7.4	4.7	0.0	12.1	32.7	0.0	2.7	19.3
12-31-2037	66.0	7.3	4.7	0.0	12.0	-36.6	0.0	2.6	88.0
12-31-2038	66.7	7.4	4.7	0.0	12.1	3.8	0.0	2.9	47.8
12-31-2039	66.2	7.3	4.7	0.0	12.0	-3.8	0.0	3.6	54.4
12-31-2040	69.7	7.7	4.9	0.0	12.6	-32.7	0.0	1.4	88.4
Subtotal	726.9	80.4	51.5	0.0	131.9	-69.3	0.0	25.8	638.6
Remaining	3,638.0	402.4	257.5	0.0	659.9	69.3	0.0	39.0	2,869.9
Total	4,365.0	482.8	309.0	0.0	791.7	0.0	0.0	64.8	3,508.4

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\$)
12-31-2026	0.0	0.0	12.9	23.0	3.0	9.9	9.7	9.4	9.2	9.0
12-31-2027	0.0	0.0	25.8	23.0	5.9	19.9	18.5	17.2	16.1	15.1
12-31-2028	21.4	18.8	8.5	23.0	2.0	6.5	5.8	5.2	4.6	4.2
12-31-2029	30.2	14.5	15.9	23.0	3.7	12.2	10.3	8.8	7.5	6.5
12-31-2030	39.1	14.8	-2.4	23.0	-0.5	-1.8	-1.5	-1.2	-1.0	-0.8
12-31-2031	46.4	7.8	-0.8	23.0	-0.2	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2
12-31-2032	46.8	21.6	24.5	23.0	5.6	18.9	13.7	10.2	7.6	5.8
12-31-2033	46.8	39.2	44.6	23.0	10.3	34.3	23.8	16.8	12.0	8.8
12-31-2034	46.8	5.6	6.3	23.0	1.5	4.9	3.2	2.2	1.5	1.0
12-31-2035	46.8	38.8	44.2	23.0	10.2	34.0	21.4	13.7	9.0	6.0
12-31-2036	46.8	9.0	10.3	23.0	2.4	7.9	4.7	2.9	1.8	1.2
12-31-2037	46.8	41.2	46.8	23.0	10.8	36.0	20.6	12.0	7.2	4.4
12-31-2038	46.8	22.4	25.4	23.0	5.9	19.6	10.6	6.0	3.4	2.0
12-31-2039	46.8	25.5	29.0	23.0	6.7	22.3	11.5	6.2	3.4	1.9
12-31-2040	46.8	41.4	47.0	23.0	10.8	36.2	17.9	9.1	4.8	2.6
Subtotal		300.6	338.0		77.7	260.3	169.8	118.1	87.0	67.4
Remaining		1,340.7	1,529.2		350.5	1,178.6	354.8	121.1	45.7	18.7
Total		1,641.2	1,867.2		428.3	1,438.9	524.6	239.2	132.7	86.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2040, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2026	382.6	42.3	27.1	0.0	69.4	92.0	0.0	45.1	176.1
12-31-2027	422.4	46.7	29.9	0.0	76.6	100.2	0.0	43.1	202.5
12-31-2028	443.9	49.1	31.4	0.0	80.5	92.9	0.0	35.6	234.8
12-31-2029	512.5	56.7	36.3	0.0	93.0	100.0	0.0	44.2	275.4
12-31-2030	658.2	72.8	46.6	0.0	119.4	49.4	0.0	51.3	438.1
12-31-2031	631.9	69.9	44.7	0.0	114.6	39.9	0.0	45.1	432.3
12-31-2032	759.6	84.0	53.8	0.0	137.8	0.0	0.0	61.2	560.6
12-31-2033	783.8	86.7	55.5	0.0	142.2	0.0	0.0	63.0	578.7
12-31-2034	800.1	88.5	56.6	0.0	145.1	36.6	0.0	71.2	547.2
12-31-2035	806.9	89.2	57.1	0.0	146.4	0.0	0.0	63.3	597.3
12-31-2036	836.0	92.5	59.2	0.0	151.6	32.7	0.0	64.5	587.1
12-31-2037	825.5	91.3	58.4	0.0	149.7	0.0	0.0	62.4	613.3
12-31-2038	829.8	91.8	58.7	0.0	150.5	36.6	0.0	59.2	583.5
12-31-2039	820.6	90.8	58.1	0.0	148.8	32.7	0.0	60.6	578.4
12-31-2040	824.0	91.1	58.3	0.0	149.5	0.0	0.0	49.1	625.5
Subtotal	10,337.8	1,143.4	731.8	0.0	1,875.1	613.0	0.0	818.9	7,030.8
Remaining	10,428.9	1,153.4	738.2	0.0	1,891.6	69.3	63.6	717.6	7,686.7
Total	20,766.7	2,296.8	1,470.0	0.0	3,766.7	682.3	63.6	1,536.5	14,717.5

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\$)
12-31-2026	0.0	0.0	176.1	23.0	36.7	139.5	136.1	133.0	130.0	127.3
12-31-2027	0.0	0.0	202.5	23.0	41.5	161.1	149.7	139.6	130.6	122.5
12-31-2028	21.4	48.8	186.0	23.0	33.6	152.4	134.9	120.1	107.5	96.6
12-31-2029	30.2	77.3	198.1	23.0	36.3	161.9	136.5	115.9	99.2	85.5
12-31-2030	39.1	163.7	274.4	23.0	58.1	216.4	173.7	140.9	115.4	95.3
12-31-2031	46.4	191.4	240.9	23.0	49.0	191.9	146.7	113.6	89.0	70.4
12-31-2032	46.8	253.2	307.4	23.0	54.3	253.1	184.3	136.2	102.0	77.4
12-31-2033	46.8	261.7	317.0	23.0	56.4	260.7	180.8	127.5	91.4	66.4
12-31-2034	46.8	246.9	300.3	23.0	51.6	248.6	164.2	110.6	75.8	52.8
12-31-2035	46.8	271.9	325.4	23.0	62.2	263.2	165.6	106.4	69.8	46.6
12-31-2036	46.8	267.1	320.0	23.0	62.2	257.8	154.4	94.8	59.4	38.0
12-31-2037	46.8	279.4	333.9	23.0	68.6	265.3	151.4	88.7	53.2	32.6
12-31-2038	46.8	265.4	318.1	23.0	67.2	250.9	136.3	76.2	43.7	25.7
12-31-2039	46.8	263.1	315.4	23.0	68.8	246.6	127.6	68.1	37.4	21.0
12-31-2040	46.8	286.4	339.1	23.0	76.2	262.9	129.6	66.0	34.6	18.7
Subtotal		2,876.2	4,154.6		822.5	3,332.1	2,271.9	1,637.7	1,239.0	976.8
Remaining		3,603.4	4,083.3		941.7	3,141.7	1,052.4	394.7	161.7	71.1
Total		6,479.6	8,237.9		1,764.2	6,473.8	3,324.3	2,032.4	1,400.7	1,047.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2040, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2026	6.9	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	-1.4	7.1
12-31-2027	8.2	0.9	0.6	0.0	1.5	0.0	0.0	-2.0	8.7
12-31-2028	7.1	0.8	0.5	0.0	1.3	0.0	0.0	-0.7	6.5
12-31-2029	3.7	0.4	0.3	0.0	0.7	0.0	0.0	-0.5	3.5
12-31-2030	42.8	4.7	3.0	0.0	7.8	0.0	0.0	2.0	33.0
12-31-2031	3.3	0.4	0.2	0.0	0.6	0.0	0.0	-1.8	4.5
12-31-2032	9.5	1.0	0.7	0.0	1.7	0.0	0.0	-2.5	10.2
12-31-2033	10.6	1.2	0.8	0.0	1.9	36.6	0.0	-2.6	-25.2
12-31-2034	11.2	1.2	0.8	0.0	2.0	-36.6	0.0	-2.5	48.3
12-31-2035	13.3	1.5	0.9	0.0	2.4	0.0	0.0	-2.6	13.5
12-31-2036	14.2	1.6	1.0	0.0	2.6	-32.7	0.0	-2.7	47.1
12-31-2037	14.1	1.6	1.0	0.0	2.5	32.7	0.0	-2.8	-18.4
12-31-2038	14.3	1.6	1.0	0.0	2.6	0.0	0.0	-2.8	14.5
12-31-2039	14.2	1.6	1.0	0.0	2.6	0.0	0.0	-3.0	14.6
12-31-2040	14.9	1.6	1.1	0.0	2.7	0.0	0.0	-0.4	12.6
Subtotal	188.4	20.8	13.3	0.0	34.2	0.0	0.0	-26.3	180.5
Remaining	2,062.1	228.1	146.0	0.0	374.0	0.0	0.0	10.6	1,677.4
Total	2,250.4	248.9	159.3	0.0	408.2	0.0	0.0	-15.7	1,857.9

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\$)
12-31-2026	0.0	0.0	7.1	23.0	1.6	5.4	5.3	5.2	5.1	5.0
12-31-2027	0.0	0.0	8.7	23.0	2.0	6.7	6.2	5.8	5.4	5.1
12-31-2028	21.9	2.8	3.7	23.0	0.9	2.9	2.5	2.3	2.0	1.8
12-31-2029	30.9	3.0	0.6	23.0	0.1	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2
12-31-2030	40.3	18.5	14.5	23.0	3.3	11.2	9.0	7.3	5.9	4.9
12-31-2031	46.8	3.6	0.9	23.0	0.2	0.7	0.5	0.4	0.3	0.3
12-31-2032	46.8	4.8	5.4	23.0	1.3	4.2	3.1	2.3	1.7	1.3
12-31-2033	46.8	-11.8	-13.4	23.0	-3.1	-10.3	-7.2	-5.1	-3.6	-2.6
12-31-2034	46.8	22.6	25.7	23.0	5.9	19.8	13.1	8.8	6.0	4.2
12-31-2035	46.8	6.3	7.2	23.0	1.6	5.5	3.5	2.2	1.5	1.0
12-31-2036	46.8	22.1	25.1	23.0	5.8	19.3	11.6	7.1	4.4	2.8
12-31-2037	46.8	-8.6	-9.8	23.0	-2.3	-7.5	-4.3	-2.5	-1.5	-0.9
12-31-2038	46.8	6.8	7.7	23.0	1.8	5.9	3.2	1.8	1.0	0.6
12-31-2039	46.8	6.8	7.8	23.0	1.8	6.0	3.1	1.7	0.9	0.5
12-31-2040	46.8	5.9	6.7	23.0	1.5	5.2	2.5	1.3	0.7	0.4
Subtotal		82.7	97.8		22.5	75.3	52.5	38.8	30.2	24.5
Remaining		783.3	894.1		205.6	688.5	166.7	46.3	14.6	5.1
Total		866.0	991.9		228.1	763.8	219.2	85.1	44.7	29.6

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2040, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Ratio.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MM\$)	Royalties				Net Capital Costs (MM\$)	Net Abandonment Costs (MM\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (MM\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MM\$)
		State (MM\$)	Interested Party (MM\$)	Third Party (MM\$)	Total (MM\$)				
12-31-2026	389.5	43.1	27.6	0.0	70.7	92.0	0.0	43.7	183.2
12-31-2027	430.6	47.6	30.5	0.0	78.1	100.2	0.0	41.1	211.2
12-31-2028	451.0	49.9	31.9	0.0	81.8	92.9	0.0	34.9	241.3
12-31-2029	516.3	57.1	36.5	0.0	93.6	100.0	0.0	43.7	278.9
12-31-2030	700.9	77.5	49.6	0.0	127.1	49.4	0.0	53.3	471.1
12-31-2031	635.2	70.3	45.0	0.0	115.2	39.9	0.0	43.3	436.8
12-31-2032	769.1	85.1	54.4	0.0	139.5	0.0	0.0	58.8	570.8
12-31-2033	794.5	87.9	56.2	0.0	144.1	36.6	0.0	60.3	553.4
12-31-2034	811.3	89.7	57.4	0.0	147.2	0.0	0.0	68.7	595.5
12-31-2035	820.2	90.7	58.1	0.0	148.8	0.0	0.0	60.7	610.8
12-31-2036	850.2	94.0	60.2	0.0	154.2	0.0	0.0	61.8	634.2
12-31-2037	839.5	92.9	59.4	0.0	152.3	32.7	0.0	59.6	594.9
12-31-2038	844.0	93.4	59.7	0.0	153.1	36.6	0.0	56.4	598.0
12-31-2039	834.9	92.3	59.1	0.0	151.4	32.7	0.0	57.6	593.1
12-31-2040	838.9	92.8	59.4	0.0	152.2	0.0	0.0	48.6	638.1
Subtotal	10,526.2	1,164.2	745.1	0.0	1,909.3	613.0	0.0	792.6	7,211.3
Remaining	12,490.9	1,381.5	884.2	0.0	2,265.7	69.3	63.6	728.2	9,364.1
Total	23,017.1	2,545.7	1,629.2	0.0	4,174.9	682.3	63.6	1,520.9	16,575.4

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\$)
12-31-2026	0.0	0.0	183.2	23.0	38.3	144.9	141.4	138.2	135.1	132.3
12-31-2027	0.0	0.0	211.2	23.0	43.5	167.8	155.9	145.4	136.0	127.6
12-31-2028	21.9	51.6	189.7	23.0	34.5	155.3	137.5	122.4	109.5	98.4
12-31-2029	30.9	80.2	198.7	23.0	36.4	162.3	136.8	116.3	99.5	85.7
12-31-2030	40.3	182.2	288.9	23.0	61.4	227.5	182.7	148.2	121.3	100.2
12-31-2031	46.8	195.1	241.7	23.0	49.2	192.6	147.3	114.0	89.3	70.7
12-31-2032	46.8	258.0	312.8	23.0	55.6	257.3	187.4	138.5	103.7	78.7
12-31-2033	46.8	249.8	303.6	23.0	53.3	250.3	173.6	122.5	87.8	63.8
12-31-2034	46.8	269.5	326.0	23.0	57.6	268.4	177.3	119.4	81.8	57.0
12-31-2035	46.8	278.2	332.6	23.0	63.8	268.7	169.0	108.7	71.2	47.5
12-31-2036	46.8	289.2	345.1	23.0	68.0	277.1	166.0	101.8	63.9	40.8
12-31-2037	46.8	270.8	324.1	23.0	66.3	257.8	147.1	86.1	51.7	31.7
12-31-2038	46.8	272.2	325.8	23.0	69.0	256.8	139.6	78.0	44.8	26.3
12-31-2039	46.8	269.9	323.2	23.0	70.5	252.6	130.7	69.8	38.3	21.6
12-31-2040	46.8	292.3	345.8	23.0	77.8	268.1	132.1	67.3	35.3	19.1
Subtotal		2,958.9	4,252.4		845.0	3,407.4	2,324.3	1,676.5	1,269.2	1,001.3
Remaining		4,386.7	4,977.4		1,147.3	3,830.1	1,219.2	441.0	176.3	76.2
Total		7,345.6	9,229.8		1,992.3	7,237.5	3,543.5	2,117.5	1,445.5	1,077.4

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates after December 31, 2040, through the end of the lease term in 2064.

⁽¹⁾ Operating costs include the overhead expenses allowed under joint operating agreements, direct project-level costs, insurance costs, workover costs, and transportation costs.

⁽²⁾ Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by Ratio.

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

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
RATIO ENERGIES – LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

Year	Ratio Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate ⁽¹⁾ (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2025 ⁽²⁾	58.2	5.76	1.01	0.83	3.92	2.6
2024	59.3	6.34	1.10	0.92	4.32	2.6
2023	58.1	6.24	0.98	0.82	4.43	2.5

Note: Values in this table have been provided by Ratio; these values are based on historical data since January 2023 and include condensate production, revenue, and costs beginning in 2024.

⁽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 2025 data are representative of unaudited financial data.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2025

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	10,003,045	10,894,258	11,680,583	74,393	78,924	83,215	134	138	140	0.75	0.81	0.84
B Sand	2,618,134	2,899,455	3,180,676	36,647	40,183	44,953	71	72	71	0.37	0.42	0.48
BC Sand	1,550,119	1,727,208	1,937,410	24,268	27,048	30,079	64	64	64	0.13	0.14	0.15
C Sand	1,826,280	2,151,885	2,718,411	18,438	21,086	24,602	99	102	110	0.71	0.75	0.78

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	0.24	0.23	0.23	0.73	0.76	0.79	374	374	374	0.63	0.66	0.67
B Sand	0.24	0.23	0.23	0.68	0.70	0.72	374	374	374	0.63	0.66	0.67
BC Sand	0.24	0.24	0.23	0.66	0.68	0.71	374	374	374	0.63	0.66	0.67
C Sand	0.23	0.23	0.23	0.74	0.77	0.81	374	374	374	0.63	0.66	0.67

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 Sand results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low and best estimate cases.

⁽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.