

# ניו-מד אנרג'י - 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 לויתן;**

**דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים בחזקות לויתן**

בהמשך לאמור בדוח המידי של השותפות מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058580), אודות התקשרות השותפים במאגר לויתן, המצוי בשטח חזקות I/14 "לויתן דרום" ו-I/15 "לויתן צפון" ("שותפי לויתן", "מאגר לויתן" או "המאגר" או "השדה" או "פרויקט לויתן", ו-"חזקות לויתן", 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: 2025-01-062484), אודות אישור תוכנית הפיתוח המעודכנת למאגר לויתן על-ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והתשתיות ("תוכנית הפיתוח" ו-"הממונה", בהתאמה), לאמור בדוחות המידיים של השותפות מהימים 16.9.2025 ו-26.10.2025 (מס' אסמכתאות: 2025-01-069899 ו-2025-01-079841, בהתאמה), אודות התקשרות Chevron Mediterranean Limited, המפעילה בפרויקט לויתן ("שברון" או "המפעילה") עם חברת נתיבי הגז הטבעי לישראל בע"מ ("נתג'ז") בהסכם להולכת גז טבעי למצרים דרך פרויקט ניצנה, וקביעת שיעור ההקצאה לפרויקט לויתן בפרויקט ניצנה, ולאמור בדוח המידי של השותפות מיום 17.12.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-100866), אודות קבלת היתר יצוא בגין התיקון להסכם הייצוא למצרים ("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: 2025-01-082110, 2025-01-094718 ו-2025-01-105955, 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 לויתן**

ביום 15.1.2026 קיבלו שותפי לויתן החלטת השקעה סופית (Final Investment Decision - FID) לפיתוח השלב הראשון של פרויקט ההרחבה של מאגר לויתן ("השלב הראשון של פרויקט ההרחבה") במסגרת תוכנית הפיתוח. השלב הראשון של פרויקט ההרחבה מיועד להגדיל את כושר הפקת הגז הכולל של פרויקט לויתן 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 שותפי לויתן 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 בהינתן מגבלות של הצנרת התת-ימית. הגדלת כושר הפקת הגז הכולל של פרויקט 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 לגביו צפויה להתקבל בשנים הקרובות.

בהמשך לאמור בסעיף 9(ג) לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון הראשון של שנת 2025, כפי שפורסם ביום 12.5.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-032985) ("דוח רבעון ראשון"), אודות חלופות למימון חלקה של השותפות בעלויות השלב הראשון של פרויקט ההרחבה, יצוין כי, בכוונת השותפות לממן את חלקה בעלויות הפיתוח, בין היתר, באמצעות מקורותיה העצמיים, תוך ניצול מסגרות האשראי העומדות לרשותה.<sup>1</sup> כן ממשיכה השותפות ובוחנת אפשרויות לגיוס ההון כאמור, בין היתר, באמצעות הלוואות מתאגידים פיננסיים, אגרות חוב, מכשירים הונניים שונים וחלופות נוספות, ככל שיהיו.

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, 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 ("חוק ניירות ערך"), 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 בשווקי 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 10.3.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-015633) ("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: 2025-01-008729) 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 על-ידי מעריך המשאבים, חברת Netherland, Sewell & Associates Inc. ("NSAI" או "המעריך"), כעתודות, והכל כמפורט להלן בדוח העתודות, המשאבים המותנים ונתוני התזרים המהוון המעודכנים, ליום 31.12.2025, ביחס

<sup>1</sup> לפרטים נוספים, ראו סעיף 7.21.3 לדוח התקופתי, סעיף 8(ג) לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השני של שנת 2025, כפי שפורסם ביום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058652) ("דוח רבעון שני"), וסעיף 12(ב) לעדכון לפרק א' בדוח הרבעון השלישי של שנת 2025, כפי שפורסם ביום 10.11.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-085255) ("דוח רבעון שלישי").

לחלקה של השותפות בחזקות לווייתן ("דוח המשאבים", "התזרים המהוון", ו-"התזרים המהוון הנוכחי" או "התזרים", בהתאמה) והמצורף לדוח זה.<sup>2</sup>

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

### 1. נתוני עתודות ומשאבים מותנים במאגר לווייתן

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

א. דוח עתודות, הכולל עתודות בהפקה (on production) שיופקו ממתקני פרויקט לווייתן, 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, וכן את ההכנסות בגין מכירות לאחר השלמת ההרחבה בהיקף שאינו עולה על BCM 21 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, "חוק הנפט") 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 לווייתן 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- 1.01 מיליארד דולר).<sup>3</sup>

יצוין כי, במסגרת נתוני התזרים המהוון הקודם, שהתייחס אך ורק לשלב 1א' של תוכנית 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	שיעור היוון	שיעור היוון	שיעור היוון	
10%	7.5%	10%	7.5%	
4.95	6.02	5.99	7.53	עתודות מסוג 2P
5.33	6.64	-	-	2P+2C

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

<sup>2</sup> למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראו מילון מונחים מקצועיים בעמ' 227-227 לפרק א' (תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות) בדוח התקופתי, הנכלל בדוח זה על דרך הפניה. לפרטים בדבר פרויקט לווייתן ראו בסעיף 7.2 לפרק א' בדוח התקופתי.

<sup>3</sup> יובהר כי, נתוני ההכנסות לשנת 2025 אינם מבוקרים.

**(א) עתודות במאגר לווייתן**

**(1) נתוני כמויות**

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 <sup>5</sup> (Net)		סה"כ (100%) בנכס הנפט (Gross)		קטגוריית עתודות <sup>4</sup>
קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	קונדנסט Million Barrels	גז טבעי BCF	
12.1	5,469.3	34.0	15,461.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
3.2	1,437.5	8.9	4,064.8	עתודות צפויות (Probable Reserves)
15.3	6,906.8	43.0	19,526.0	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1.7	758.7	4.7	2,145.3	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
16.9	7,665.5	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 ושתחזיותיה 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.**

<sup>4</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.  
<sup>5</sup> 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 קשורים ושלישיים ובהתאם להנחה בדבר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בסעיף 1(א)(3) להלן.

ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, 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 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.<sup>6</sup> 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,<sup>7</sup> ההסכם לייצוא גז לחברת החשמל הלאומית של ירדן (NEPCO),<sup>8</sup> וכן הסכמים נוספים לאספקת גז טבעי לשוק המקומי והאזורי (יחד: "**ההסכמים הקיימים**"); (iii) כמויות נוספות של גז טבעי אשר להערכת השותפות תימכרנה בשוק 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, "BDO")<sup>9</sup> 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 7.13.2 לפרק א' בדוח התקופתי, בסעיף 8 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון ראשון, בסעיף 7 לעדכון לפרק א' בדוח רבעון שני, ובסעיף 11 לעדכון לפרק א' בדוח 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 ומנגנוני המחיר, על תחזית הביקושים בשוק המקומי בשנות התזרים כפי שהוערכה על-ידי BDO ועל אומדן השותפות של ההיצע הצפוי.

<sup>6</sup> כמויות המכירה אינן כוללות מכירות של כמויות גז נוספות אשר סווגו בדוח המשאבים כמשאבים מותנים.  
<sup>7</sup> לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.3 (ג) לפרק א' בדוח התקופתי ודוח מיידית של השותפות מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058580).

<sup>8</sup> לפרטים נוספים ראו סעיף 7.12.3 (ב) לפרק א' בדוח התקופתי.  
<sup>9</sup> 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.

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 זמן 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 המשויכות 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.<sup>10</sup>

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),<sup>11</sup> 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.<sup>12</sup>

(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 לווייתן 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,<sup>13</sup> 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 כי ההוצאות ההוניות שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותה.

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

<sup>10</sup> התיקון להסכם הייצוא למצרים כולל מנגנונים לעדכון המחיר, כמפורט בסעיף 5(ד) לדוח המייד מיום 7.8.2025 (מס' אסמכתא: 2025-01-058580). יצוין כי, לא הונח עדכון מחיר במועדים כאמור.

<sup>12</sup> לפרטים בדבר הסכם לאספקת קונדנסט מפרויקט לווייתן לבית זיקוק אשדוד בע"מ באמצעות צינור חברת תשתיות אנרגיה בע"מ והמערכות הנלוות לו, ראו סעיפים 7.12.4 (ג) ו- 7.12.4 (ד) לפרק א' בדוח התקופתי.

<sup>13</sup> 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 לווייתן השקעה בפרויקטים נוספים להגדלת תשתיות הולכת הגז טבעי לייצוא, ובכלל זאת בפרויקט להקמת תחנת מדחסים במערכת ההולכה מוחץ 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 7.13.2 (ב) ו- 7.13.2 (ג) לפרק א' בדוח התקופתי, סעיף 8 לעדכון פרק א' בדוח רבעון ראשון, סעיף 7 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שני, וסעיף 11 לעדכון פרק א' בדוח רבעון שלישי.

(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 לווייתן הינו יום 13.2.2044, אולם בהתאם להוראות חוק הנפט, ניתן להאריכו ב- 20 שנים נוספות. עלויות הוצאה מכלל שימוש אינן לוקחות בחשבון את הערך השיורי (Salvage Value) של המתקנים בחזקות לווייתן ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.<sup>14</sup>

(ו) בחישוב התזרים המהוון הונח כי השיעור האפקטיבי של תמלוגי המדינה בפרויקט לווייתן יעמוד על 11.06%, בהתאם לשיעור התמלוג שנקבע כמקדמות לשנים 2023-2025, ובהתאם לשיעור האפקטיבי של התמלוגים שישולמו לצדדים קשורים ושלישיים יעמוד על 3.98% לפני מועד החזר ההשקעה (כהגדרתו להלן) ו- 8.41% לאחר מועד זה. השיעור בפועל של התמלוגים כאמור אינו סופי ועשוי להשתנות. לפרטים ראו סעיף 7.24.7(ג) לפרק א' בדוח התקופתי.

(ז) התזרים חושב בהנחה שלצורך תשלום התמלוגים לצדדים קשורים, מועד החזר ההשקעה יחול במהלך המחצית הראשונה של שנת 2026, לאחר מכירת כמות כוללת (החל מראשית ההפקה במאגר, בגין 100% מהזכויות בנכס הנפט) של כ- 2,265 BCF, ושל כ- 5.1 מיליון חביות קונדנסט ("מועד החזר ההשקעה"). מאחר שמועד החזר ההשקעה מושפע מגורמים שונים (הכוללים, בין היתר, את מחירי הגז ו/או הקונדנסט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח ועוד), וכן כפוף לאישור של תחשיב של מועד החזר ההשקעה בהליך ביקורת של רואי החשבון של השותפות (שטרם בוצע), יתכן על כן שכמות הגז הטבעי ו/או הקונדנסט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההשקעה תהיה שונה מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני ואחרי מועד החזר ההשקעה נעשה בהתאם לשיעורים המפורטים בסעיף 7.2.7 לפרק א' בדוח התקופתי. לפרטים בדבר חישוב מועד החזר ההשקעה, ראו סעיף 7.26.9 לפרק א' בדוח התקופתי.

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

(ט) 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 לווייתן 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.

(י) 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.

<sup>14</sup> לפרטים בדבר טיטוט מסמך מדיניות בנוגע להוצאה מכלל שימוש של תשתיות חיפוש והפקה בים שפרסם משרד האנרגיה והערות הציבור, ראו סעיף 7.24.9 לפרק א' בדוח התקופתי.

(יא) 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 לווייתן, כך שמשאבים אלו מסווגים כעת כעתודות. בהתאם, התזרים המהוון הנוכחי כולל תזרים מזומנים מהוון לעתודות בלבד, וזאת בשונה 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:<sup>15</sup>

<sup>15</sup> שיעור היוון נוסף בשיעור של 7.5% בוצע על-ידי השותפות לצרכים חישוביים וככלי עזר למשקיע.

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
342,901	350,276	358,149	362,289	366,577	375,630	108,353	-	483,983	-	278,113	134,781	-	206,676	1,103,552	12.8	993	31.12.2026
307,161	327,409	349,985	362,264	375,279	403,774	111,832	-	515,606	-	302,808	130,889	-	229,451	1,178,754	12.9	1,005	31.12.2027
265,930	295,785	330,551	350,105	371,319	419,488	100,541	87,774	607,803	-	280,897	109,351	-	241,234	1,239,286	13.0	1,008	31.12.2028
227,900	264,507	309,033	334,927	363,678	431,399	103,631	183,771	718,801	-	302,238	132,630	-	278,848	1,432,517	14.0	1,086	31.12.2029
280,180	339,323	414,463	459,637	510,977	636,433	182,073	439,318	1,257,825	-	149,347	162,466	-	379,390	1,949,027	18.6	1,444	31.12.2030
209,884	265,240	338,701	384,353	437,457	572,106	143,029	542,403	1,257,538	-	120,526	142,952	-	367,638	1,888,654	17.8	1,384	31.12.2031
213,137	281,062	375,219	435,695	507,700	697,168	141,365	685,583	1,524,116	-	-	178,800	-	411,604	2,114,519	19.2	1,488	31.12.2032
171,454	235,925	329,277	391,240	466,753	672,988	133,472	657,368	1,463,828	-	110,546	184,909	-	425,228	2,184,510	18.9	1,471	31.12.2033
154,008	221,132	322,660	392,293	479,153	725,409	145,765	714,298	1,585,472	-	-	209,462	-	433,845	2,228,779	19.1	1,484	31.12.2034
120,440	180,453	275,272	342,462	428,247	680,758	153,534	690,477	1,524,770	-	98,937	182,850	-	436,655	2,243,212	18.9	1,471	31.12.2035
109,501	171,197	273,023	347,563	444,974	742,716	177,092	765,705	1,685,512	-	-	186,890	-	452,570	2,324,972	19.2	1,488	31.12.2036
83,624	136,424	227,457	296,290	388,363	680,636	171,077	705,801	1,557,514	-	110,546	180,711	-	446,858	2,295,628	18.9	1,471	31.12.2037
70,298	119,670	208,593	278,037	373,115	686,608	181,681	720,384	1,588,673	-	98,937	169,959	-	448,984	2,306,553	19.1	1,484	31.12.2038
56,796	100,889	183,849	250,755	344,515	665,677	183,994	704,006	1,553,677	-	110,546	172,224	-	443,879	2,280,325	18.9	1,471	31.12.2039
47,838	88,670	168,929	235,762	331,629	672,817	194,026	726,446	1,593,289	-	98,937	144,122	-	443,855	2,280,203	19.1	1,482	31.12.2040
38,840	75,124	149,626	213,679	307,722	655,530	193,107	746,545	1,595,183	-	-	131,532	-	417,356	2,144,071	18.0	1,399	31.12.2041
29,156	58,845	122,530	179,053	263,996	590,501	176,383	674,627	1,441,512	-	-	107,265	-	374,348	1,923,124	16.4	1,273	31.12.2042
21,884	46,087	100,327	150,018	226,453	531,852	158,865	607,623	1,298,341	-	-	88,330	-	335,166	1,721,836	14.9	1,158	31.12.2043
16,186	35,569	80,950	123,859	191,418	472,046	141,001	539,296	1,152,343	-	-	103,698	-	303,592	1,559,632	13.6	1,054	31.12.2044
12,410	28,457	67,707	106,005	167,726	434,302	129,727	496,176	1,060,204	-	-	82,736	-	276,255	1,419,195	12.4	960	31.12.2045
9,340	22,350	55,594	89,065	144,277	392,264	117,170	448,149	957,583	-	-	82,413	-	251,373	1,291,370	11.2	873	31.12.2046
7,026	17,544	45,624	74,791	124,040	354,104	105,771	404,552	864,428	-	-	82,120	-	228,786	1,175,334	10.2	795	31.12.2047
5,293	13,791	37,493	62,892	106,789	320,099	95,614	365,702	781,415	-	-	81,856	-	208,657	1,071,928	9.3	723	31.12.2048
3,856	10,484	29,799	51,148	88,916	279,852	83,592	319,721	683,165	-	-	102,217	-	189,831	975,213	8.5	658	31.12.2049
2,980	8,454	25,121	44,122	78,528	259,516	77,518	296,489	633,523	-	-	81,388	-	172,798	887,708	7.7	599	31.12.2050
2,230	6,600	20,504	36,850	67,147	232,997	69,597	266,192	568,786	-	-	81,218	-	157,109	807,112	7.0	545	31.12.2051
1,668	5,151	16,729	30,765	57,393	209,110	62,461	238,901	510,472	-	-	81,114	-	142,990	734,576	6.4	496	31.12.2052
1,246	4,016	13,636	25,660	49,010	187,496	56,005	214,207	457,708	-	-	81,025	-	130,215	668,948	5.8	451	31.12.2053
880	2,961	10,510	20,236	39,571	158,955	47,480	181,601	388,037	-	-	101,552	-	118,336	607,925	5.3	410	31.12.2054
690	2,422	8,990	17,713	35,462	149,572	44,677	170,881	365,129	-	-	80,878	-	107,803	553,810	4.8	374	31.12.2055
512	1,877	7,282	14,681	30,091	133,262	39,805	152,247	325,314	-	-	80,822	-	98,165	504,301	4.4	340	31.12.2056
378	1,446	5,866	12,102	25,395	118,088	35,273	134,912	288,274	-	-	80,772	-	89,200	458,246	4.0	309	31.12.2057
279	1,112	4,716	9,955	21,388	104,431	31,194	119,308	254,933	-	-	80,732	-	81,132	416,797	3.6	281	31.12.2058
199	830	3,679	7,947	17,479	89,612	19,280	95,792	204,684	-	-	101,309	-	73,960	379,953	3.3	256	31.12.2059
147	637	2,952	6,524	14,692	79,090	16,137	83,771	178,997	-	-	80,633	-	62,754	322,384	2.8	218	31.12.2060
110	501	2,426	5,486	12,649	71,494	13,868	75,093	160,454	-	-	80,631	-	58,272	299,357	2.6	202	31.12.2061
37	174	881	2,040	4,815	28,579	20,197	42,908	91,684	64,103	-	80,662	-	57,151	293,600	2.6	198	31.12.2062
26	127	673	1,595	3,854	24,014	18,833	37,693	80,540	64,103	-	80,678	-	54,462	279,784	2.4	189	31.12.2063
(49)	(252)	(1,398)	(3,387)	(8,380)	(54,830)	-	-	(54,830)	64,103	-	15,113	-	5,894	30,281	0.3	20	31.12.2064
<b>2,816,377</b>	<b>3,722,264</b>	<b>5,277,378</b>	<b>6,506,471</b>	<b>8,260,166</b>	<b>14,885,542</b>	<b>3,985,020</b>	<b>14,335,720</b>	<b>33,206,282</b>	<b>192,310</b>	<b>2,062,376</b>	<b>4,473,690</b>	<b>-</b>	<b>9,642,319</b>	<b>49,576,977</b>	<b>438</b>	<b>34,015</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה - מהוון ב- (0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>שיתמולוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות או (BCM) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס (הנפט)</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב- 20%</b>	<b>מהוון ב- 15%</b>	<b>מהוון ב- 10%</b>	<b>מהוון ב- 7.5%</b>	<b>מהוון ב- 5%</b>	<b>מהוון ב- 0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
27,125	27,708	28,331	28,659	28,998	29,714	8,876	-	38,589	-	-	4,457	-	9,920	52,966	0.7	52	31.12.2026
44,920	47,881	51,182	52,978	54,881	59,049	17,638	-	76,686	-	-	2,346	-	19,103	98,135	1.1	89	31.12.2027
12,636	14,055	15,707	16,636	17,644	19,933	5,954	55,388	81,274	-	-	1,254	-	19,948	102,476	1.2	90	31.12.2028
19,298	22,398	26,168	28,361	30,795	36,530	10,911	42,724	90,165	-	-	3,855	-	22,725	116,745	1.2	96	31.12.2029
(2,313)	(2,801)	(3,421)	(3,794)	(4,218)	(5,253)	(1,569)	43,886	37,063	-	-	(4,528)	-	7,864	40,400	0.6	46	31.12.2030
(633)	(800)	(1,021)	(1,159)	(1,319)	(1,725)	(515)	23,137	20,897	-	-	(3,715)	-	4,153	21,335	0.4	31	31.12.2031
17,145	22,609	30,183	35,047	40,840	56,080	16,751	64,070	136,902	-	-	9,227	-	35,320	181,449	1.7	132	31.12.2032
26,195	36,044	50,307	59,773	71,310	102,819	30,712	117,467	250,997	-	(110,546)	8,374	-	35,972	184,798	1.7	131	31.12.2033
2,909	4,176	6,094	7,409	9,049	13,700	4,092	15,652	33,444	-	110,546	8,644	-	36,892	189,527	1.7	132	31.12.2034
17,996	26,962	41,130	51,169	63,987	101,716	30,383	116,207	248,305	-	(98,937)	8,325	-	38,115	195,808	1.7	131	31.12.2035
3,359	5,252	8,376	10,662	13,650	22,784	6,806	26,030	55,620	-	98,937	8,033	-	39,299	201,889	1.7	132	31.12.2036
13,251	21,617	36,042	46,949	61,538	107,850	32,215	123,215	263,281	-	(110,546)	7,962	-	38,841	199,538	1.7	131	31.12.2037
5,950	10,129	17,655	23,533	31,580	58,115	17,359	66,394	141,867	-	11,609	8,836	-	39,232	201,544	1.7	132	31.12.2038
5,658	10,051	18,317	24,982	34,323	66,320	19,810	75,769	161,899	-	(11,609)	10,873	-	38,954	200,116	1.7	131	31.12.2039
7,702	14,277	27,200	37,961	53,397	108,332	32,359	123,766	264,458	-	(98,937)	4,074	-	40,992	210,587	1.8	138	31.12.2040
3,279	6,343	12,633	18,041	25,980	55,345	16,532	63,230	135,107	-	110,546	8,315	-	61,385	315,353	2.6	203	31.12.2041
6,334	12,784	26,619	38,898	57,351	128,282	38,318	146,558	313,157	-	98,937	20,037	-	104,448	536,580	4.4	342	31.12.2042
8,518	17,938	39,050	58,391	88,141	207,011	61,834	236,503	505,348	-	-	27,765	-	128,856	661,969	5.4	422	31.12.2043
7,135	15,681	35,687	54,603	84,386	208,100	62,160	237,748	508,008	-	-	22,089	-	128,127	658,224	5.5	427	31.12.2044
5,782	13,259	31,548	49,393	78,152	202,362	60,446	231,192	494,000	-	-	10,302	-	121,892	626,194	5.4	423	31.12.2045
4,768	11,409	28,381	45,467	73,653	200,249	59,815	228,778	488,842	-	-	7,113	-	119,875	615,830	5.4	416	31.12.2046
3,918	9,782	25,438	41,701	69,161	197,437	58,975	225,565	481,977	-	-	4,717	-	117,637	604,331	5.3	408	31.12.2047
3,210	8,363	22,737	38,139	64,760	194,118	57,983	221,773	473,874	-	-	1,806	-	114,974	590,654	5.1	399	31.12.2048
2,613	7,103	20,190	34,655	60,244	189,610	56,637	216,623	462,870	-	-	1,683	-	112,285	576,838	5.0	389	31.12.2049
2,112	5,992	17,804	31,271	55,656	183,928	54,939	210,131	448,999	-	-	1,645	-	108,923	559,567	4.9	378	31.12.2050
1,709	5,060	15,720	28,253	51,481	178,638	53,359	204,088	436,086	-	-	1,576	-	105,785	543,448	4.7	367	31.12.2051
1,379	4,261	13,839	25,450	47,479	172,990	51,672	197,635	422,297	-	-	1,457	-	102,424	526,177	4.6	355	31.12.2052
1,107	3,568	12,115	22,798	43,544	166,583	49,758	190,315	406,656	-	-	1,335	-	98,614	506,604	4.4	342	31.12.2053
891	2,997	10,640	20,488	40,063	160,932	48,071	183,859	392,861	-	-	1,220	-	95,252	489,333	4.3	330	31.12.2054
713	2,503	9,288	18,300	36,636	154,522	46,156	176,537	377,215	-	-	1,104	-	91,442	469,760	4.1	317	31.12.2055
570	2,086	8,093	16,317	33,444	148,112	44,241	169,213	361,567	-	-	988	-	87,632	450,187	3.9	304	31.12.2056
457	1,745	7,077	14,599	30,636	142,459	42,553	162,754	347,765	-	-	881	-	84,270	432,916	3.8	292	31.12.2057
364	1,453	6,161	13,005	27,940	136,422	40,749	155,857	333,028	-	-	782	-	80,684	414,494	3.6	280	31.12.2058
257	1,070	4,745	10,249	22,544	115,579	34,524	132,046	282,149	-	-	663	-	68,357	351,169	3.1	237	31.12.2059
207	900	4,172	9,222	20,767	111,790	33,392	127,716	272,898	-	-	641	-	66,116	339,655	3.0	229	31.12.2060
155	703	3,407	7,706	17,767	100,421	29,996	114,728	245,146	-	-	576	-	59,392	305,114	2.7	206	31.12.2061
100	473	2,396	5,545	13,090	77,685	23,204	88,752	189,641	-	-	446	-	45,945	236,031	2.1	159	31.12.2062
59	291	1,541	3,649	8,818	54,948	16,413	62,776	134,136	-	-	315	-	32,498	166,949	1.5	113	31.12.2063
14	71	393	951	2,354	15,403	-	-	15,403	-	-	36	-	3,732	19,170	0.2	13	31.12.2064
<b>256,850</b>	<b>395,394</b>	<b>711,920</b>	<b>1,026,256</b>	<b>1,560,502</b>	<b>4,278,887</b>	<b>1,273,508</b>	<b>4,878,081</b>	<b>10,430,477</b>	-	-	<b>195,512</b>	-	<b>2,567,874</b>	<b>13,193,863</b>	<b>115</b>	<b>8,943</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות מנכס הנפט) 100%</b>	<b>כמות קונדנסט (אלפי חביות מנכס הנפט) 100%</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
370,026	377,985	386,480	390,948	395,575	405,343	117,229	-	522,572	-	278,113	139,238	-	216,596	1,156,518	13.5	1,045	31.12.2026
352,081	375,290	401,167	415,242	430,160	462,822	129,470	-	592,292	-	302,808	133,234	-	248,554	1,276,888	14.1	1,094	31.12.2027
278,566	309,839	346,257	366,741	388,962	439,421	106,495	143,161	689,077	-	280,897	110,606	-	261,182	1,341,762	14.1	1,097	31.12.2028
247,198	286,905	335,201	363,287	394,473	467,929	114,543	226,494	808,966	-	302,238	136,485	-	301,573	1,549,262	15.2	1,182	31.12.2029
277,867	336,522	411,042	455,843	506,759	631,180	180,504	483,205	1,294,888	-	149,347	157,938	-	387,254	1,989,427	19.2	1,490	31.12.2030
209,251	264,440	337,680	383,194	436,138	570,381	142,514	565,540	1,278,435	-	120,526	139,237	-	371,791	1,909,989	18.2	1,416	31.12.2031
230,282	303,670	405,402	470,742	548,539	753,248	158,116	749,653	1,661,017	-	-	188,027	-	446,924	2,295,968	20.9	1,620	31.12.2032
197,649	271,969	379,584	451,014	538,063	775,806	164,184	774,835	1,714,825	-	-	193,283	-	461,200	2,369,308	20.6	1,602	31.12.2033
156,916	225,308	328,754	399,702	488,202	739,109	149,857	729,949	1,618,916	-	110,546	218,106	-	470,738	2,418,306	20.8	1,616	31.12.2034
138,436	207,415	316,402	393,631	492,234	782,474	183,917	806,684	1,773,075	-	-	191,176	-	474,770	2,439,020	20.6	1,602	31.12.2035
112,861	176,448	281,399	358,225	458,625	765,500	183,898	791,715	1,741,132	-	98,937	194,923	-	491,869	2,526,861	20.9	1,620	31.12.2036
96,875	158,041	263,499	343,239	449,901	788,486	203,292	829,017	1,820,795	-	-	188,673	-	485,699	2,495,166	20.6	1,602	31.12.2037
76,248	129,799	226,249	301,570	404,695	744,722	199,040	786,778	1,730,540	-	110,546	178,796	-	488,216	2,508,098	20.8	1,616	31.12.2038
62,454	110,940	202,166	275,737	378,838	731,997	203,804	779,774	1,715,575	-	98,937	183,097	-	482,833	2,480,442	20.6	1,602	31.12.2039
55,540	102,947	196,128	273,723	385,026	781,150	226,385	850,212	1,857,747	-	-	148,196	-	484,847	2,490,790	20.9	1,620	31.12.2040
42,120	81,466	162,258	231,719	333,702	710,875	209,639	809,776	1,730,290	-	110,546	139,847	-	478,742	2,459,424	20.6	1,602	31.12.2041
35,490	71,628	149,148	217,951	321,347	718,783	214,701	821,185	1,754,669	-	98,937	127,302	-	478,796	2,459,704	20.8	1,616	31.12.2042
30,401	64,025	139,377	208,409	314,595	738,863	220,699	844,126	1,803,688	-	-	116,095	-	464,022	2,383,805	20.3	1,580	31.12.2043
23,321	51,250	116,637	178,462	275,804	680,146	203,161	777,044	1,660,351	-	-	125,786	-	431,719	2,217,856	19.1	1,481	31.12.2044
18,192	41,716	99,255	155,398	245,878	636,664	190,172	727,367	1,554,204	-	-	93,038	-	398,147	2,045,390	17.8	1,382	31.12.2045
14,109	33,759	83,975	134,532	217,930	592,514	176,985	676,927	1,446,426	-	-	89,527	-	371,248	1,907,200	16.6	1,289	31.12.2046
10,944	27,326	71,062	116,492	193,200	551,541	164,746	630,118	1,346,405	-	-	86,837	-	346,422	1,779,664	15.5	1,203	31.12.2047
8,503	22,154	60,230	101,031	171,548	514,217	153,597	587,475	1,255,289	-	-	83,662	-	323,632	1,662,582	14.4	1,122	31.12.2048
6,469	17,587	49,989	85,803	149,160	469,461	140,229	536,344	1,146,034	-	-	103,900	-	302,116	1,552,051	13.5	1,047	31.12.2049
5,092	14,446	42,926	75,393	134,184	443,444	132,457	506,620	1,082,521	-	-	83,034	-	281,721	1,447,276	12.6	977	31.12.2050
3,939	11,661	36,224	65,102	118,628	411,636	122,956	470,280	1,004,872	-	-	82,794	-	262,895	1,350,560	11.7	911	31.12.2051
3,047	9,412	30,568	56,215	104,872	382,099	114,134	436,536	932,769	-	-	82,571	-	245,413	1,260,753	11.0	851	31.12.2052
2,353	7,584	25,751	48,458	92,554	354,078	105,764	404,522	864,364	-	-	82,359	-	228,828	1,175,552	10.2	793	31.12.2053
1,771	5,958	21,150	40,724	79,635	319,887	95,551	365,460	780,898	-	-	102,772	-	213,588	1,097,258	9.5	740	31.12.2054
1,403	4,925	18,278	36,013	72,098	304,094	90,833	347,417	742,344	-	-	81,982	-	199,244	1,023,570	8.9	691	31.12.2055
1,082	3,963	15,375	30,997	63,535	281,374	84,047	321,460	686,881	-	-	81,810	-	185,797	954,488	8.3	644	31.12.2056
835	3,191	12,942	26,701	56,030	260,547	77,826	297,666	636,039	-	-	81,654	-	173,470	891,163	7.7	601	31.12.2057
643	2,565	10,876	22,960	49,329	240,852	71,943	275,166	587,961	-	-	81,515	-	161,816	831,291	7.2	561	31.12.2058
457	1,900	8,424	18,196	40,024	205,192	53,803	227,838	486,833	-	-	101,972	-	142,317	731,122	6.4	493	31.12.2059
354	1,537	7,124	15,746	35,459	190,880	49,528	211,487	451,895	-	-	81,274	-	128,870	662,039	5.8	447	31.12.2060
266	1,204	5,833	13,192	30,416	171,916	43,864	189,821	405,600	-	-	81,207	-	117,664	604,471	5.3	408	31.12.2061
137	647	3,278	7,585	17,905	106,264	43,401	131,660	281,325	64,103	-	81,107	-	103,096	529,632	4.6	357	31.12.2062
85	418	2,214	5,243	12,671	78,962	35,246	100,469	214,676	64,103	-	80,994	-	86,959	446,733	3.9	301	31.12.2063
(35)	(182)	(1,005)	(2,435)	(6,026)	(39,428)	-	-	(39,428)	64,103	-	15,150	-	9,626	49,451	0.4	33	31.12.2064
<b>3,073,227</b>	<b>4,117,659</b>	<b>5,989,298</b>	<b>7,532,727</b>	<b>9,820,667</b>	<b>19,164,430</b>	<b>5,258,528</b>	<b>19,213,801</b>	<b>43,636,759</b>	<b>192,310</b>	<b>2,062,376</b>	<b>4,669,202</b>	<b>-</b>	<b>12,210,193</b>	<b>62,770,840</b>	<b>553</b>	<b>42,958</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השתמות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>תמלוגים שישולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות גז (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
14,920	15,241	15,584	15,764	15,950	16,344	4,882	-	21,226	-	-	(4,228)	-	3,917	20,916	0.3	21	31.12.2026
15,250	16,255	17,376	17,986	18,632	20,046	5,988	-	26,034	-	-	(6,048)	-	4,831	24,818	0.3	22	31.12.2027
5,459	6,071	6,785	7,186	7,622	8,610	2,572	8,152	19,335	-	-	(2,089)	-	4,168	21,414	0.3	22	31.12.2028
705	818	956	1,036	1,125	1,334	399	8,735	10,468	-	-	(1,386)	-	2,195	11,277	0.3	24	31.12.2029
14,615	17,700	21,619	23,976	26,654	33,198	9,916	54,921	98,035	-	-	6,051	-	25,158	129,244	1.4	105	31.12.2030
766	968	1,236	1,402	1,596	2,087	623	10,826	13,537	-	-	(5,460)	-	1,952	10,030	0.3	23	31.12.2031
3,829	5,050	6,742	7,828	9,122	12,526	3,742	14,311	30,578	-	-	(7,495)	-	5,579	28,662	0.4	33	31.12.2032
(8,005)	(11,015)	(15,374)	(18,267)	(21,793)	(31,422)	(9,386)	(35,899)	(76,706)	-	110,546	(7,978)	-	6,251	32,113	0.4	33	31.12.2033
12,662	18,181	26,528	32,253	39,394	59,640	17,815	68,137	145,591	-	(110,546)	(7,664)	-	6,618	34,000	0.4	33	31.12.2034
2,914	4,366	6,660	8,286	10,362	16,471	4,920	18,818	40,209	-	-	(7,790)	-	7,836	40,255	0.4	33	31.12.2035
8,568	13,396	21,363	27,196	34,818	58,115	17,359	66,395	141,869	-	(98,937)	(8,253)	-	8,382	43,061	0.4	33	31.12.2036
(2,832)	(4,620)	(7,702)	(10,033)	(13,151)	(23,048)	(6,885)	(26,332)	(56,265)	-	98,937	(8,457)	-	8,270	42,485	0.4	33	31.12.2037
1,811	3,083	5,374	7,163	9,612	17,689	5,284	20,209	43,181	-	-	(8,422)	-	8,401	43,160	0.4	33	31.12.2038
1,524	2,707	4,934	6,729	9,245	17,863	5,336	20,408	43,607	-	-	(8,926)	-	8,383	43,064	0.4	33	31.12.2039
1,090	2,020	3,849	5,371	7,555	15,328	4,579	17,512	37,419	-	-	(1,260)	-	8,740	44,899	0.4	33	31.12.2040
1,003	1,940	3,865	5,519	7,948	16,932	5,058	19,344	41,334	-	-	(4,009)	-	9,022	46,346	0.4	33	31.12.2041
784	1,582	3,295	4,815	7,099	15,878	4,743	18,140	38,761	-	-	(359)	-	9,282	47,684	0.4	33	31.12.2042
187	394	859	1,284	1,938	4,552	1,360	5,201	11,112	-	-	(1,084)	-	2,424	12,452	0.1	10	31.12.2043
667	1,467	3,338	5,108	7,894	19,466	5,815	22,240	47,520	-	-	706	-	11,656	59,882	0.5	40	31.12.2044
1,006	2,307	5,488	8,592	13,595	35,202	10,515	40,217	85,933	-	-	3,418	-	21,597	110,947	0.9	71	31.12.2045
1,140	2,728	6,785	10,870	17,609	47,874	14,300	54,695	116,870	-	-	3,549	-	29,106	149,524	1.3	101	31.12.2046
1,184	2,957	7,689	12,604	20,903	59,674	17,825	68,176	145,675	-	-	4,427	-	36,280	186,382	1.6	126	31.12.2047
1,164	3,033	8,247	13,834	23,489	70,409	21,031	80,440	171,881	-	-	5,224	-	42,807	219,912	1.9	148	31.12.2048
1,102	2,997	8,519	14,622	25,418	80,001	23,896	91,399	195,296	-	-	4,063	-	48,186	247,545	2.2	167	31.12.2049
1,023	2,903	8,627	15,152	26,968	89,122	26,621	101,819	217,563	-	-	2,196	-	53,117	272,875	2.4	184	31.12.2050
923	2,733	8,489	15,256	27,799	96,462	28,813	110,205	235,481	-	-	968	-	57,151	293,600	2.6	198	31.12.2051
815	2,517	8,174	15,032	28,044	102,176	30,520	116,733	249,429	-	-	929	-	60,513	310,871	2.7	210	31.12.2052
714	2,302	7,816	14,708	28,092	107,471	32,102	122,782	262,355	-	-	985	-	63,651	326,990	2.8	221	31.12.2053
618	2,079	7,381	14,212	27,790	111,630	33,344	127,534	272,508	-	-	1,031	-	66,116	339,655	3.0	229	31.12.2054
531	1,863	6,914	13,623	27,273	115,032	34,360	131,420	280,813	-	-	1,072	-	68,133	350,017	3.0	236	31.12.2055
453	1,657	6,430	12,964	26,572	117,677	35,150	134,442	287,270	-	-	1,106	-	69,702	358,077	3.1	242	31.12.2056
383	1,464	5,939	12,253	25,712	119,565	35,714	136,599	291,878	-	-	1,133	-	70,822	363,834	3.2	246	31.12.2057
323	1,289	5,468	11,542	24,798	121,078	36,166	138,328	295,573	-	-	1,148	-	71,719	368,439	3.2	249	31.12.2058
304	1,265	5,609	12,117	26,652	136,639	40,814	156,106	333,559	-	-	1,179	-	80,908	415,646	3.6	280	31.12.2059
265	1,152	5,341	11,805	26,584	143,104	42,745	163,492	349,341	-	-	1,160	-	84,718	435,219	3.8	294	31.12.2060
214	968	4,689	10,606	24,453	138,215	41,285	157,905	337,405	-	-	1,042	-	81,804	420,251	3.7	284	31.12.2061
185	876	4,439	10,274	24,251	143,929	42,992	164,434	351,354	-	-	1,001	-	85,166	437,522	3.8	295	31.12.2062
157	776	4,111	9,736	23,529	146,623	43,796	167,511	357,931	-	-	916	-	86,735	445,581	3.9	301	31.12.2063
8	39	218	528	1,306	8,545	2,435	-	10,981	-	-	26	-	2,660	13,667	0.1	9	31.12.2064
<b>88,431</b>	<b>133,511</b>	<b>253,657</b>	<b>390,930</b>	<b>652,459</b>	<b>2,272,041</b>	<b>678,545</b>	<b>2,575,354</b>	<b>5,525,940</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(47,582)</b>	<b>-</b>	<b>1,323,957</b>	<b>6,802,316</b>	<b>61</b>	<b>4,720</b>	<b>סה"כ</b>

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)**

<b>רכיבי התזרים</b>																	
<b>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</b>						<b>מיסים</b>		<b>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</b>	<b>עלויות נטישה ושיקום</b>	<b>עלויות פיתוח</b>	<b>עלויות הפעלה</b>	<b>תמלוגים שיתקבלו</b>	<b>שיטולמו</b>	<b>הכנסות</b>	<b>כמות מכירות (BCM) 100% מנכס הנפט</b>	<b>כמות מכירות קונדנסט (אלפי חביות) 100% מנכס הנפט</b>	<b>עד ליום</b>
<b>מהוון ב-20%</b>	<b>מהוון ב-15%</b>	<b>מהוון ב-10%</b>	<b>מהוון ב-7.5%</b>	<b>מהוון ב-5%</b>	<b>מהוון ב-0%</b>	<b>מס הכנסה</b>	<b>היטל</b>										
384,947	393,226	402,064	406,712	411,525	421,688	122,111	-	543,798	-	278,113	135,010	-	220,513	1,177,434	13.7	1,066	31.12.2026
367,331	391,545	418,543	433,228	448,792	482,869	135,458	-	618,326	-	302,808	127,187	-	253,385	1,301,706	14.4	1,117	31.12.2027
284,024	315,910	353,042	373,927	396,584	448,031	109,067	151,313	708,412	-	280,897	108,517	-	265,350	1,363,176	14.4	1,120	31.12.2028
247,903	287,723	336,157	364,323	395,598	469,263	114,941	235,229	819,434	-	302,238	135,098	-	303,768	1,560,539	15.5	1,206	31.12.2029
292,482	354,221	432,661	479,818	533,412	664,378	190,420	538,126	1,392,923	-	149,347	163,989	-	412,412	2,118,671	20.5	1,595	31.12.2030
210,017	265,408	338,916	384,596	437,734	572,468	143,137	576,366	1,291,972	-	120,526	133,777	-	373,743	1,920,018	18.5	1,439	31.12.2031
234,112	308,720	412,144	478,571	557,661	765,775	161,857	763,964	1,691,596	-	-	180,532	-	452,503	2,324,631	21.0	1,653	31.12.2032
189,643	260,954	364,210	432,747	516,271	744,384	154,798	738,936	1,638,119	-	110,546	185,305	-	467,451	2,401,420	21.0	1,635	31.12.2033
169,578	243,489	355,281	431,955	527,596	798,749	167,672	798,086	1,764,507	-	-	210,443	-	477,356	2,452,306	21.2	1,649	31.12.2034
141,350	211,781	323,062	401,917	502,595	798,945	188,837	825,502	1,813,284	-	-	183,386	-	482,606	2,479,275	21.0	1,635	31.12.2035
121,429	189,844	302,762	385,421	493,443	823,615	201,257	858,130	1,883,002	-	-	186,670	-	500,251	2,569,922	21.3	1,653	31.12.2036
94,043	153,421	255,796	333,206	436,750	765,438	196,407	802,685	1,764,530	-	98,937	180,216	-	493,969	2,537,652	21.0	1,635	31.12.2037
78,059	132,882	231,622	308,733	414,308	762,411	204,324	806,986	1,773,721	-	110,546	170,373	-	496,618	2,551,258	21.2	1,649	31.12.2038
63,978	113,647	207,100	282,466	388,083	749,860	209,140	800,182	1,759,182	-	98,937	174,171	-	491,215	2,523,505	21.0	1,635	31.12.2039
56,630	104,968	199,977	279,094	392,581	796,478	230,963	867,724	1,895,166	-	-	146,936	-	493,587	2,535,689	21.3	1,653	31.12.2040
43,123	83,406	166,123	237,238	341,650	727,807	214,697	829,120	1,771,623	-	110,546	135,838	-	487,763	2,505,770	21.0	1,635	31.12.2041
36,274	73,210	152,443	222,765	328,446	734,661	219,444	839,325	1,793,430	-	98,937	126,943	-	488,078	2,507,387	21.2	1,649	31.12.2042
30,589	64,420	140,236	209,693	316,533	743,415	222,059	849,327	1,814,801	-	-	115,011	-	466,446	2,396,258	20.5	1,590	31.12.2043
23,989	52,717	119,976	183,570	283,697	699,612	208,975	799,284	1,707,871	-	-	126,492	-	443,375	2,277,739	19.6	1,520	31.12.2044
19,198	44,022	104,743	163,990	259,472	671,866	200,687	767,584	1,640,137	-	-	96,456	-	419,744	2,156,337	18.7	1,454	31.12.2045
15,249	36,487	90,760	145,402	235,539	640,388	191,285	731,622	1,563,295	-	-	93,076	-	400,354	2,056,725	17.9	1,390	31.12.2046
12,128	30,282	78,750	129,096	214,104	611,216	182,571	698,294	1,492,080	-	-	91,263	-	382,703	1,966,047	17.1	1,329	31.12.2047
9,667	25,187	68,477	114,865	195,038	584,626	174,628	667,915	1,427,170	-	-	88,886	-	366,439	1,882,495	16.4	1,270	31.12.2048
7,571	20,584	58,507	100,424	174,578	549,463	164,125	627,743	1,341,330	-	-	107,963	-	350,302	1,799,596	15.6	1,214	31.12.2049
6,116	17,349	51,553	90,545	161,152	532,566	159,078	608,439	1,300,084	-	-	85,229	-	334,838	1,720,151	14.9	1,161	31.12.2050
4,862	14,393	44,713	80,358	146,427	508,098	151,770	580,485	1,240,353	-	-	83,762	-	320,046	1,644,160	14.3	1,109	31.12.2051
3,862	11,929	38,742	71,247	132,916	484,275	144,654	553,269	1,182,198	-	-	83,500	-	305,926	1,571,624	13.7	1,061	31.12.2052
3,067	9,886	33,567	63,166	120,646	461,549	137,865	527,304	1,126,719	-	-	83,344	-	292,479	1,502,542	13.1	1,014	31.12.2053
2,390	8,037	28,530	54,936	107,424	431,517	128,895	492,994	1,053,406	-	-	103,804	-	279,704	1,436,913	12.5	970	31.12.2054
1,934	6,788	25,192	49,636	99,371	419,126	125,194	478,838	1,023,157	-	-	83,054	-	267,377	1,373,588	11.9	927	31.12.2055
1,535	5,620	21,805	43,961	90,106	399,051	119,197	455,903	974,151	-	-	82,916	-	255,499	1,312,565	11.4	886	31.12.2056
1,218	4,655	18,882	38,953	81,743	380,112	113,540	434,265	927,917	-	-	82,786	-	244,293	1,254,996	10.9	847	31.12.2057
967	3,854	16,344	34,502	74,126	361,931	108,109	413,494	883,533	-	-	82,662	-	233,535	1,199,731	10.4	810	31.12.2058
761	3,165	14,033	30,313	66,676	341,831	94,618	383,943	820,391	-	-	103,151	-	223,225	1,146,767	10.0	774	31.12.2059
619	2,689	12,465	27,551	62,043	333,984	92,274	374,979	801,236	-	-	82,434	-	213,588	1,097,258	9.5	740	31.12.2060
479	2,172	10,522	23,798	54,869	310,130	85,149	347,726	743,005	-	-	82,249	-	199,468	1,024,722	8.9	691	31.12.2061
322	1,523	7,717	17,859	42,157	250,192	86,393	296,094	632,679	64,103	-	82,108	-	188,262	967,153	8.4	653	31.12.2062
242	1,194	6,325	14,979	36,200	225,584	79,042	267,980	572,607	64,103	-	81,909	-	173,694	892,314	7.8	602	31.12.2063
(28)	(142)	(787)	(1,908)	(4,720)	(30,882)	2,435	-	(28,447)	64,103	-	15,175	-	12,286	63,118	0.5	43	31.12.2064
<b>3,161,659</b>	<b>4,251,170</b>	<b>6,242,955</b>	<b>7,923,657</b>	<b>10,473,126</b>	<b>21,436,471</b>	<b>5,937,073</b>	<b>21,789,156</b>	<b>49,162,699</b>	<b>192,310</b>	<b>2,062,376</b>	<b>4,621,620</b>	<b>-</b>	<b>13,534,151</b>	<b>69,573,156</b>	<b>614</b>	<b>47,677</b>	<b>סה"כ</b>

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 שיפקו, 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, שיפקו 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 המהוון (מחיר הגז וכמות מכירות הגז) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על-ידי השותפות<sup>16</sup>

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיטון במחיר הגז בשיעור של 10%					גידול במחיר הגז בשיעור של 10%				
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	13,289,979	4,719,188	3,322,586	2,507,283	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	16,479,329	5,831,238	4,117,142	3,120,485
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,859,098	647,202	362,144	237,162	עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,709,969	784,889	435,448	282,111
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,149,078	5,366,389	3,684,730	2,744,445	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	21,189,298	6,616,128	4,552,589	3,402,596
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,048,362	226,888	118,629	78,121	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,485,430	270,435	138,893	89,721
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	19,197,439	5,593,277	3,803,359	2,822,566	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	23,674,728	6,886,562	4,691,482	3,492,317
קיטון במחיר הגז בשיעור של 15%					גידול במחיר הגז בשיעור של 15%				
עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	12,490,788	4,437,508	3,120,006	2,349,980	עתודות מוכחות P1 (Proved Reserves)	17,283,433	6,112,327	4,317,730	3,274,904
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,644,105	610,773	341,829	223,951	עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,920,333	818,044	452,768	292,534
סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	16,134,893	5,048,282	3,461,835	2,573,931	סה"כ עתודות מסוג P2 (Proved+Probable Reserves)	22,203,766	6,930,371	4,770,498	3,567,438
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,940,537	216,747	114,107	75,597	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,594,458	281,181	143,910	92,639
סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	18,075,430	5,265,029	3,575,942	2,649,528	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	24,798,224	7,211,552	4,914,408	3,660,077

<sup>16</sup> לעניין ניתוח רגישות לתזרים המהוון למשתנה היקף מכירות הגז, יצוין כי לא נכללו עלויות בגין קידוחים נוספים שיתכן וידרשו על מנת להתאים לגידול בכמות מכירות הגז.

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הגז בשיעור של 20%					גידול במחיר הגז בשיעור של 20%				
2,191,414	2,916,756	4,156,027	11,694,928	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,422,436	4,511,192	6,386,074	18,079,924	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
215,132	325,763	578,316	3,431,887	עתודות צפויות (Probable Reserves)	302,045	469,130	850,189	5,129,573	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,406,547	3,242,518	4,734,342	15,126,815	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,724,481	4,980,322	7,236,263	23,209,497	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
70,054	106,304	203,041	1,828,512	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	101,768	155,417	298,706	2,710,836	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,476,601	3,348,822	4,937,383	16,955,327	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)	3,826,249	5,135,739	7,534,969	25,920,333	סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+Probable+Possible (Reserves)

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 10%				
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	15,222,304	5,770,156	4,105,613	3,120,804	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	13,272,545	4,713,749	3,318,384	2,503,697
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,198,390	777,284	436,019	283,077	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,842,049	642,265	359,140	235,256
2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	19,420,694	6,547,441	4,541,632	3,403,881	2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,114,593	5,356,014	3,677,523	2,738,953
3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,188,228	271,708	140,815	90,655	3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,046,055	226,105	118,004	77,615
3P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	21,608,922	6,819,148	4,682,447	3,494,536	3P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	19,160,648	5,582,119	3,795,528	2,816,567
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 15%				
1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	15,309,304	5,994,778	4,290,244	3,271,449	1P עתודות מוכחות (Proved Reserves)	12,467,302	4,430,466	3,114,431	2,345,078
2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,170,916	810,326	455,896	295,162	2P עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,627,808	608,626	341,684	224,849
2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	19,480,220	6,805,105	4,746,140	3,566,611	2P סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	16,095,110	5,039,093	3,456,115	2,569,927
3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	2,174,565	287,718	148,830	94,871	3P עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,928,765	210,524	108,874	71,078
3P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	21,654,784	7,092,822	4,894,970	3,661,482	3P סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	18,023,875	5,249,616	3,564,989	2,641,005

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	שוי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות מכירות הגז בשיעור של 20%					גידול בכמות מכירות הגז בשיעור של 20% <sup>17</sup>				
2,185,074	2,909,654	4,147,173	11,664,840	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,412,099	4,460,952	6,197,701	15,364,153	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
212,683	322,082	572,495	3,411,162	עתודות צפויות (Probable Reserves)	307,144	476,097	843,994	4,158,113	עתודות צפויות (Probable Reserves)
2,397,757	3,231,736	4,719,667	15,076,002	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable)	3,719,243	4,937,049	7,041,695	19,522,266	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
72,020	108,115	204,459	1,824,784	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	106,378	165,293	314,030	2,186,747	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,469,777	3,339,851	4,924,127	16,900,786	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	3,825,621	5,102,343	7,355,725	21,709,013	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

<sup>17</sup> יצוין כי, בשל מגבלות תשתית, יתכן ולא ניתן יהיה להגדיל את כמויות הגז בשיעור זה.

**(ב) משאבים מותנים במאגר לויתן**

**(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 Unclarified), וכמויות המשאבים המותנים המיוחסים לו הם כמפורט להלן:

גז טבעי <sup>18</sup>		
BCF		
קטגוריה	סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>19</sup>
האומדן הנמוך (Low Estimate) - (1C)	-	-
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) - (2C)	679.6	240.3
האומדן הגבוה (High Estimate) - (3C)	3,471.6	1,227.7

קונדנסט <sup>20</sup>		
Million Barrels		
קטגוריה	סה"כ (100% בנכס הנפט (Gross))	סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) <sup>21</sup>
האומדן הנמוך (Low Estimate) - (1C)	-	-
האומדן הטוב ביותר (Best Estimate) - (2C)	1.5	0.5
האומדן הגבוה (High Estimate) - (3C)	7.6	2.7

(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.

<sup>18</sup> חלק השותפות הינו לאחר מועד החזר ההשקעה, כאמור בסעיף 1(א) (3) לעיל.  
<sup>19</sup> 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 קשורים ושלישיים ובהתאם להנחה בדבר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בסעיף 1(א) (3) לעיל.  
<sup>20</sup> חלק השותפות הינו לאחר מועד החזר ההשקעה, כאמור בסעיף 1(א) (3) לעיל.  
<sup>21</sup> 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 קשורים ושלישיים ובהתאם להנחה בדבר מועד החזר ההשקעה, כהגדרתו בסעיף 1(א) (3) לעיל.

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

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות והמשאבים המותננים 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 המותננים 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 המותננים מסוג 1C סווגו מחדש כעתודות מסוג 1P, כך שכמות העתודות מסוג 1P עלתה בכ- 2,345 BCF. כל המשאבים המותננים מסוג 2C, למעט כ- 680 BCF, סווגו מחדש כעתודות מסוג 2P, כך שכמות העתודות מסוג 2P עלתה בכ- 4,692 BCF. כל המשאבים המותננים 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 לווייתן: 24,23,22

שנת 2025		רבעון 4 2025		שנת 2024		
קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	קונדנסט	גז טבעי	
388.45	174,443.42	96.34	45,220.65	254.55	179,395.53	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)
5.61	0.61	5.20	0.59	6.96	0.66	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, לפי העניין)
1.35	0.15	1.25	0.14	1.67	0.16	המדינה
0.67	0.07	0.62	0.07	0.84	0.08	צדדים שלישיים
0.67	0.07	0.62	0.07	0.84	0.08	בעלי עניין
6.90	0.84	8.26	0.86	5.71	0.93	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות) (דולר ל- MCF ולחבית, לפי העניין) <sup>26,25</sup>
38.17	4.02	33.51	3.86	50.69	4.41	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 לווייתן 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: ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;

<sup>22</sup> הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> יובהר כי, נתוני ההפקה לשנת 2025 מבוססים על נתונים כספיים שאינם מבוקרים.

<sup>25</sup> הנתונים כוללים עלויות הפקה שוטפות בלבד ואינם כוללים את עלויות החיפוש והפיתוח של המאגר ותשלומי מס אשר ישולמו בעתיד על-ידי השותפות.

<sup>26</sup> ציון כי, עלויות ההפקה הממוצעות ליחידת תפוקה של גז טבעי כוללות עלויות בגין הולכת הגז הטבעי באמצעות מערכת ההולכה של נתג'יז 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, בסך של כ- 25.3 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2025, ובסך של כ- 115.6 מיליון דולר בשנת 2025 (100%). 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, בסך של כ- 1.0 מיליון דולר ברבעון הרביעי של שנת 2025, ובסך של כ- 3.3 מיליון דולר בשנת 2025 (100%).

- (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- Petroleum Resources Management System (2018) 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.

גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי

**השותפים במאגר לויתן ושיעור החזקותיהם הינם, כדלקמן:**

45.34%	השותפות
39.66%	שברון
15.00%	רציו אנרגיות - שותפות מוגבלת

בכבוד רב,

**ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ, השותף הכללי**

**בניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת**

על-ידי: יוסי אבו, מנכ"ל

וצבי קרץ', סמנכ"ל אקספלורציה

January 16, 2026

NewMed Energy Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) 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 NewMed 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 NewMed 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  
**NEWMED ENERGY 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  
**NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

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

January 16, 2026

NewMed Energy Limited Partnership  
19 Abba Eban Boulevard  
Herzliya 4612001  
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) 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 NewMed working interest in these properties. It is our understanding that NewMed 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 NewMed, 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 NewMed'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 NewMed 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	7,010.1	34.0	15.4
Probable	4,064.8	1,843.0	8.9	4.1
Proved + Probable (2P)	19,526.0	8,853.1	43.0	19.5
Possible	2,145.3	972.7	4.7	2.1
Proved + Probable + Possible (3P)	21,671.3	9,825.8	47.7	21.6

*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 NewMed 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)	14,885.5	8,260.2	5,277.4	3,722.3	2,816.4
Probable	4,278.9	1,560.5	711.9	395.4	256.9
Proved + Probable (2P)	19,164.4	9,820.7	5,989.3	4,117.7	3,073.2
Possible	2,272.0	652.5	253.7	133.5	88.4
Proved + Probable + Possible (3P)	21,436.5	10,473.1	6,243.0	4,251.2	3,161.7

*Totals may not add because of rounding.*

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

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 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 NewMed's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for NewMed's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, and NewMed'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 NewMed's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using gas and condensate price parameters specified by NewMed. Gas prices are based on NewMed'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 NewMed.

Operating costs used in this report are based on operating expense records of NewMed. 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 NewMed 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 NewMed 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 NewMed'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 NewMed 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 NewMed 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 NewMed 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) <sup>(1)</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0
Best Estimate (2C)	679.6	308.1	1.5	0.7
High Estimate (3C)	3,471.6	1,574.0	7.6	3.5

<sup>(1)</sup> 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 NewMed, 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. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed; Chevron Mediterranean Limited, the operator of the properties; 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 NewMed.

## 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

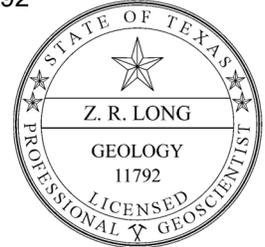
By: *John R. Cliver*  
John R. Cliver, P.E. 107216  
Senior Vice President



Date Signed: January 16, 2026

JRC:MDK

By: *Zachary R. 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.

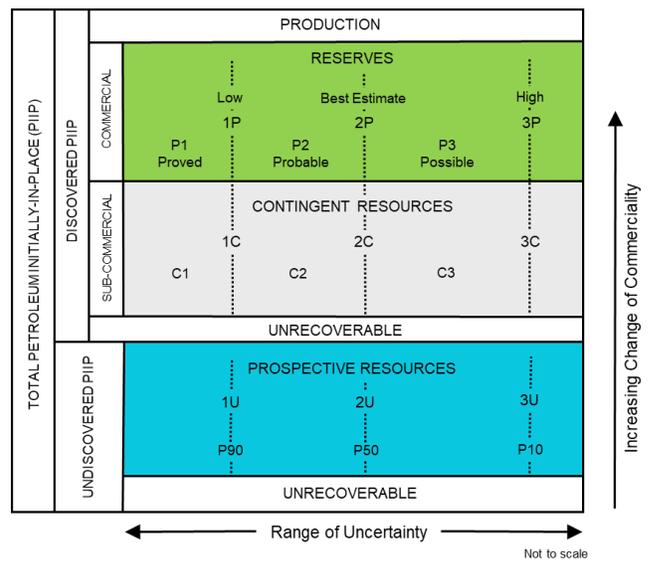


Figure 1.1—Resources classification framework

## 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).

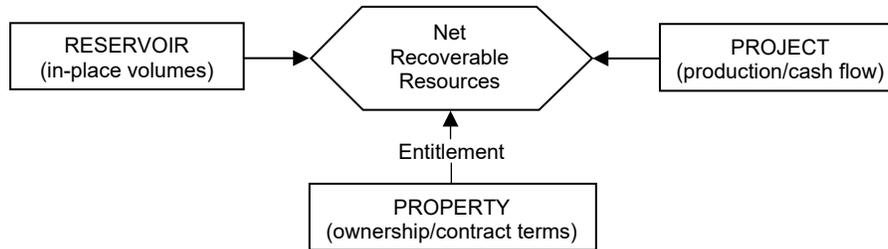


Figure 1.2—Resources evaluation

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, CO<sub>2</sub>) 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**

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Reserves</b>	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>
<b>On Production</b>	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>
<b>Approved for Development</b>	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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Justified for Development</b>	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>
<b>Contingent Resources</b>	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>
<b>Development Pending</b>	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>
<b>Development on Hold</b>	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>
<b>Development Unclassified</b>	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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Development Not Viable</b>	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.
<b>Prospective Resources</b>	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.
<b>Prospect</b>	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.
<b>Lead</b>	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.
<b>Play</b>	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**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Developed Reserves</b>	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.
<b>Developed Producing Reserves</b>	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.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	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
<b>Undeveloped Reserves</b>	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
<b>Proved Reserves</b>	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"> <li>A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive.</li> <li>B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <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>
<b>Probable Reserves</b>	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
<b>Possible Reserves</b>	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>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	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  
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP INTEREST  
LEVIATHAN FIELD, LEASES I/14 AND I/15, OFFSHORE ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2026	1,103.6	122.1	55.3	29.3	206.7	278.1	0.0	134.8	484.0
12-31-2027	1,178.8	130.4	67.8	31.3	229.5	302.8	0.0	130.9	515.6
12-31-2028	1,239.3	137.1	71.3	32.9	241.2	280.9	0.0	109.4	607.8
12-31-2029	1,432.5	158.4	82.4	38.0	278.8	302.2	0.0	132.6	718.8
12-31-2030	1,949.0	215.6	112.1	51.7	379.4	149.3	0.0	162.5	1,257.8
12-31-2031	1,888.7	208.9	108.6	50.1	367.6	120.5	0.0	143.0	1,257.5
12-31-2032	2,114.5	233.9	121.6	56.1	411.6	0.0	0.0	178.8	1,524.1
12-31-2033	2,184.5	241.6	125.6	58.0	425.2	110.5	0.0	184.9	1,463.8
12-31-2034	2,228.8	246.5	126.2	59.2	433.8	0.0	0.0	209.5	1,585.5
12-31-2035	2,243.2	248.1	129.0	59.5	436.7	98.9	0.0	182.9	1,524.8
12-31-2036	2,325.0	257.1	133.7	61.7	452.6	0.0	0.0	186.9	1,685.5
12-31-2037	2,295.6	253.9	132.0	60.9	446.9	110.5	0.0	180.7	1,557.5
12-31-2038	2,306.6	255.1	132.7	61.2	449.0	98.9	0.0	170.0	1,588.7
12-31-2039	2,280.3	252.2	131.1	60.5	443.9	110.5	0.0	172.2	1,553.7
12-31-2040	2,280.2	252.2	131.1	60.5	443.9	98.9	0.0	144.1	1,593.3
Subtotal	29,050.5	3,213.0	1,662.6	771.1	5,646.7	2,062.4	0.0	2,423.0	18,918.4
Remaining	20,526.5	2,270.2	1,180.5	544.9	3,995.6	0.0	192.3	2,050.7	14,287.9
Total	49,577.0	5,483.2	2,843.1	1,316.0	9,642.3	2,062.4	192.3	4,473.7	33,206.3

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2026	0.0	0.0	484.0	23.0	108.4	375.6	366.6	358.1	350.3	342.9
12-31-2027	0.0	0.0	515.6	23.0	111.8	403.8	375.3	350.0	327.4	307.2
12-31-2028	14.9	87.8	520.0	23.0	100.5	419.5	371.3	330.6	295.8	265.9
12-31-2029	27.9	183.8	535.0	23.0	103.6	431.4	363.7	309.0	264.5	227.9
12-31-2030	36.7	439.3	818.5	23.0	182.1	636.4	511.0	414.5	339.3	280.2
12-31-2031	45.3	542.4	715.1	23.0	143.0	572.1	437.5	338.7	265.2	209.9
12-31-2032	46.8	685.6	838.5	23.0	141.4	697.2	507.7	375.2	281.1	213.1
12-31-2033	46.8	657.4	806.5	23.0	133.5	673.0	466.8	329.3	235.9	171.5
12-31-2034	46.8	714.3	871.2	23.0	145.8	725.4	479.2	322.7	221.1	154.0
12-31-2035	46.8	690.5	834.3	23.0	153.5	680.8	428.2	275.3	180.5	120.4
12-31-2036	46.8	765.7	919.8	23.0	177.1	742.7	445.0	273.0	171.2	109.5
12-31-2037	46.8	705.8	851.7	23.0	171.1	680.6	388.4	227.5	136.4	83.6
12-31-2038	46.8	720.4	868.3	23.0	181.7	686.6	373.1	208.6	119.7	70.3
12-31-2039	46.8	704.0	849.7	23.0	184.0	665.7	344.5	183.8	100.9	56.8
12-31-2040	46.8	726.4	866.8	23.0	194.0	672.8	331.6	168.9	88.7	47.8
Subtotal		7,623.3	11,295.1		2,231.5	9,063.6	6,189.7	4,465.2	3,378.0	2,661.1
Remaining		6,712.4	7,575.5		1,753.6	5,821.9	2,070.4	812.2	344.3	155.3
Total		14,335.7	18,870.6		3,985.0	14,885.5	8,260.2	5,277.4	3,722.3	2,816.4

Totals may not add because of rounding.

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

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

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

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2026	53.0	5.9	2.7	1.4	9.9	0.0	0.0	4.5	38.6
12-31-2027	98.1	10.9	5.6	2.6	19.1	0.0	0.0	2.3	76.7
12-31-2028	102.5	11.3	5.9	2.7	19.9	0.0	0.0	1.3	81.3
12-31-2029	116.7	12.9	6.7	3.1	22.7	0.0	0.0	3.9	90.2
12-31-2030	40.4	4.5	2.3	1.1	7.9	0.0	0.0	-4.5	37.1
12-31-2031	21.3	2.4	1.2	0.6	4.2	0.0	0.0	-3.7	20.9
12-31-2032	181.4	20.1	10.4	4.8	35.3	0.0	0.0	9.2	136.9
12-31-2033	184.8	20.4	10.6	4.9	36.0	-110.5	0.0	8.4	251.0
12-31-2034	189.5	21.0	10.9	5.0	36.9	110.5	0.0	8.6	33.4
12-31-2035	195.8	21.7	11.3	5.2	38.1	-98.9	0.0	8.3	248.3
12-31-2036	201.9	22.3	11.6	5.4	39.3	98.9	0.0	8.0	55.6
12-31-2037	199.5	22.1	11.5	5.3	38.8	-110.5	0.0	8.0	263.3
12-31-2038	201.5	22.3	11.6	5.3	39.2	11.6	0.0	8.8	141.9
12-31-2039	200.1	22.1	11.5	5.3	39.0	-11.6	0.0	10.9	161.9
12-31-2040	210.6	23.3	12.1	5.6	41.0	-98.9	0.0	4.1	264.5
Subtotal	2,197.3	243.0	126.0	58.3	427.3	-209.5	0.0	78.0	1,901.4
Remaining	10,996.5	1,216.2	632.4	291.9	2,140.5	209.5	0.0	117.5	8,529.0
Total	13,193.9	1,459.2	758.4	350.2	2,567.9	0.0	0.0	195.5	10,430.5

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2026	0.0	0.0	38.6	23.0	8.9	29.7	29.0	28.3	27.7	27.1
12-31-2027	0.0	0.0	76.7	23.0	17.6	59.0	54.9	51.2	47.9	44.9
12-31-2028	21.4	55.4	25.9	23.0	6.0	19.9	17.6	15.7	14.1	12.6
12-31-2029	30.2	42.7	47.4	23.0	10.9	36.5	30.8	26.2	22.4	19.3
12-31-2030	39.1	43.9	-6.8	23.0	-1.6	-5.3	-4.2	-3.4	-2.8	-2.3
12-31-2031	46.4	23.1	-2.2	23.0	-0.5	-1.7	-1.3	-1.0	-0.8	-0.6
12-31-2032	46.8	64.1	72.8	23.0	16.8	56.1	40.8	30.2	22.6	17.1
12-31-2033	46.8	117.5	133.5	23.0	30.7	102.8	71.3	50.3	36.0	26.2
12-31-2034	46.8	15.7	17.8	23.0	4.1	13.7	9.0	6.1	4.2	2.9
12-31-2035	46.8	116.2	132.1	23.0	30.4	101.7	64.0	41.1	27.0	18.0
12-31-2036	46.8	26.0	29.6	23.0	6.8	22.8	13.7	8.4	5.3	3.4
12-31-2037	46.8	123.2	140.1	23.0	32.2	107.9	61.5	36.0	21.6	13.3
12-31-2038	46.8	66.4	75.5	23.0	17.4	58.1	31.6	17.7	10.1	6.0
12-31-2039	46.8	75.8	86.1	23.0	19.8	66.3	34.3	18.3	10.1	5.7
12-31-2040	46.8	123.8	140.7	23.0	32.4	108.3	53.4	27.2	14.3	7.7
Subtotal		893.7	1,007.7		231.8	776.0	506.5	352.2	259.6	201.2
Remaining		3,984.4	4,544.7		1,041.7	3,502.9	1,054.0	359.7	135.8	55.7
Total		4,878.1	5,552.4		1,273.5	4,278.9	1,560.5	711.9	395.4	256.9

Totals may not add because of rounding.

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

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

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

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2026	1,156.5	127.9	58.0	30.7	216.6	278.1	0.0	139.2	522.6
12-31-2027	1,276.9	141.2	73.4	33.9	248.6	302.8	0.0	133.2	592.3
12-31-2028	1,341.8	148.4	77.2	35.6	261.2	280.9	0.0	110.6	689.1
12-31-2029	1,549.3	171.3	89.1	41.1	301.6	302.2	0.0	136.5	809.0
12-31-2030	1,989.4	220.0	114.4	52.8	387.3	149.3	0.0	157.9	1,294.9
12-31-2031	1,910.0	211.2	109.8	50.7	371.8	120.5	0.0	139.2	1,278.4
12-31-2032	2,296.0	253.9	132.0	60.9	446.9	0.0	0.0	188.0	1,661.0
12-31-2033	2,369.3	262.0	136.3	62.9	461.2	0.0	0.0	193.3	1,714.8
12-31-2034	2,418.3	267.5	139.1	64.2	470.7	110.5	0.0	218.1	1,618.9
12-31-2035	2,439.0	269.8	140.3	64.7	474.8	0.0	0.0	191.2	1,773.1
12-31-2036	2,526.9	279.5	145.3	67.1	491.9	98.9	0.0	194.9	1,741.1
12-31-2037	2,495.2	276.0	143.5	66.2	485.7	0.0	0.0	188.7	1,820.8
12-31-2038	2,508.1	277.4	144.2	66.6	488.2	110.5	0.0	178.8	1,730.5
12-31-2039	2,480.4	274.3	142.7	65.8	482.8	98.9	0.0	183.1	1,715.6
12-31-2040	2,490.8	275.5	143.3	66.1	484.8	0.0	0.0	148.2	1,857.7
Subtotal	31,247.8	3,456.0	1,788.6	829.4	6,074.0	1,852.9	0.0	2,501.0	20,819.9
Remaining	31,523.0	3,486.4	1,813.0	836.7	6,136.1	209.5	192.3	2,168.2	22,816.9
Total	62,770.8	6,942.5	3,601.5	1,666.2	12,210.2	2,062.4	192.3	4,669.2	43,636.8

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2026	0.0	0.0	522.6	23.0	117.2	405.3	395.6	386.5	378.0	370.0
12-31-2027	0.0	0.0	592.3	23.0	129.5	462.8	430.2	401.2	375.3	352.1
12-31-2028	21.4	143.2	545.9	23.0	106.5	439.4	389.0	346.3	309.8	278.6
12-31-2029	30.2	226.5	582.5	23.0	114.5	467.9	394.5	335.2	286.9	247.2
12-31-2030	39.1	483.2	811.7	23.0	180.5	631.2	506.8	411.0	336.5	277.9
12-31-2031	46.4	565.5	712.9	23.0	142.5	570.4	436.1	337.7	264.4	209.3
12-31-2032	46.8	749.7	911.4	23.0	158.1	753.2	548.5	405.4	303.7	230.3
12-31-2033	46.8	774.8	940.0	23.0	164.2	775.8	538.1	379.6	272.0	197.6
12-31-2034	46.8	729.9	889.0	23.0	149.9	739.1	488.2	328.8	225.3	156.9
12-31-2035	46.8	806.7	966.4	23.0	183.9	782.5	492.2	316.4	207.4	138.4
12-31-2036	46.8	791.7	949.4	23.0	183.9	765.5	458.6	281.4	176.4	112.9
12-31-2037	46.8	829.0	991.8	23.0	203.3	788.5	449.9	263.5	158.0	96.9
12-31-2038	46.8	786.8	943.8	23.0	199.0	744.7	404.7	226.2	129.8	76.2
12-31-2039	46.8	779.8	935.8	23.0	203.8	732.0	378.8	202.2	110.9	62.5
12-31-2040	46.8	850.2	1,007.5	23.0	226.4	781.1	385.0	196.1	102.9	55.5
Subtotal		8,517.0	12,302.8		2,463.2	9,839.6	6,696.2	4,817.4	3,637.5	2,862.3
Remaining		10,696.8	12,120.1		2,795.3	9,324.9	3,124.5	1,171.9	480.1	211.0
Total		19,213.8	24,423.0		5,258.5	19,164.4	9,820.7	5,989.3	4,117.7	3,073.2

Totals may not add because of rounding.

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

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

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

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Total (MMS)	Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)						
12-31-2026	20.9	2.3	1.0	0.6	3.9	0.0	0.0	-4.2	21.2	
12-31-2027	24.8	2.7	1.4	0.7	4.8	0.0	0.0	-6.0	26.0	
12-31-2028	21.4	2.4	1.2	0.6	4.2	0.0	0.0	-2.1	19.3	
12-31-2029	11.3	1.2	0.6	0.3	2.2	0.0	0.0	-1.4	10.5	
12-31-2030	129.2	14.3	7.4	3.4	25.2	0.0	0.0	6.1	98.0	
12-31-2031	10.0	1.1	0.6	0.3	2.0	0.0	0.0	-5.5	13.5	
12-31-2032	28.7	3.2	1.6	0.8	5.6	0.0	0.0	-7.5	30.6	
12-31-2033	32.1	3.6	1.8	0.9	6.3	110.5	0.0	-8.0	-76.7	
12-31-2034	34.0	3.8	2.0	0.9	6.6	-110.5	0.0	-7.7	145.6	
12-31-2035	40.3	4.5	2.3	1.1	7.8	0.0	0.0	-7.8	40.2	
12-31-2036	43.1	4.8	2.5	1.1	8.4	-98.9	0.0	-8.3	141.9	
12-31-2037	42.5	4.7	2.4	1.1	8.3	98.9	0.0	-8.5	-56.3	
12-31-2038	43.2	4.8	2.5	1.1	8.4	0.0	0.0	-8.4	43.2	
12-31-2039	43.1	4.8	2.5	1.1	8.4	0.0	0.0	-8.9	43.6	
12-31-2040	44.9	5.0	2.6	1.2	8.7	0.0	0.0	-1.3	37.4	
Subtotal	569.4	63.0	32.6	15.1	110.7	0.0	0.0	-79.4	538.1	
Remaining	6,232.9	689.4	358.5	165.4	1,213.3	0.0	0.0	31.8	4,987.8	
Total	6,802.3	752.3	391.1	180.6	1,324.0	0.0	0.0	-47.6	5,525.9	

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2026	0.0	0.0	21.2	23.0	4.9	16.3	16.0	15.6	15.2	14.9
12-31-2027	0.0	0.0	26.0	23.0	6.0	20.0	18.6	17.4	16.3	15.2
12-31-2028	21.9	8.2	11.2	23.0	2.6	8.6	7.6	6.8	6.1	5.5
12-31-2029	30.9	8.7	1.7	23.0	0.4	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7
12-31-2030	40.3	54.9	43.1	23.0	9.9	33.2	26.7	21.6	17.7	14.6
12-31-2031	46.8	10.8	2.7	23.0	0.6	2.1	1.6	1.2	1.0	0.8
12-31-2032	46.8	14.3	16.3	23.0	3.7	12.5	9.1	6.7	5.0	3.8
12-31-2033	46.8	-35.9	-40.8	23.0	-9.4	-31.4	-21.8	-15.4	-11.0	-8.0
12-31-2034	46.8	68.1	77.5	23.0	17.8	59.6	39.4	26.5	18.2	12.7
12-31-2035	46.8	18.8	21.4	23.0	4.9	16.5	10.4	6.7	4.4	2.9
12-31-2036	46.8	66.4	75.5	23.0	17.4	58.1	34.8	21.4	13.4	8.6
12-31-2037	46.8	-26.3	-29.9	23.0	-6.9	-23.0	-13.2	-7.7	-4.6	-2.8
12-31-2038	46.8	20.2	23.0	23.0	5.3	17.7	9.6	5.4	3.1	1.8
12-31-2039	46.8	20.4	23.2	23.0	5.3	17.9	9.2	4.9	2.7	1.5
12-31-2040	46.8	17.5	19.9	23.0	4.6	15.3	7.6	3.8	2.0	1.1
Subtotal		246.2	291.9		67.1	224.8	156.7	115.9	90.2	73.3
Remaining		2,329.2	2,658.7		611.4	2,047.3	495.7	137.7	43.3	15.2
Total		2,575.4	2,950.6		678.5	2,272.0	652.5	253.7	133.5	88.4

Totals may not add because of rounding.

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

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

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

Period Ending	Working Interest Revenue (MMS)	Royalties				Net Capital Costs (MMS)	Net Abandonment Costs (MMS)	Net Operating Expenses <sup>(1)</sup> (MMS)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)
		State (MMS)	Interested Party (MMS)	Third Party (MMS)	Total (MMS)				
12-31-2026	1,177.4	130.2	59.0	31.3	220.5	278.1	0.0	135.0	543.8
12-31-2027	1,301.7	144.0	74.9	34.6	253.4	302.8	0.0	127.2	618.3
12-31-2028	1,363.2	150.8	78.4	36.2	265.4	280.9	0.0	108.5	708.4
12-31-2029	1,560.5	172.6	89.7	41.4	303.8	302.2	0.0	135.1	819.4
12-31-2030	2,118.7	234.3	121.8	56.2	412.4	149.3	0.0	164.0	1,392.9
12-31-2031	1,920.0	212.4	110.4	51.0	373.7	120.5	0.0	133.8	1,292.0
12-31-2032	2,324.6	257.1	133.7	61.7	452.5	0.0	0.0	180.5	1,691.6
12-31-2033	2,401.4	265.6	138.1	63.7	467.5	110.5	0.0	185.3	1,638.1
12-31-2034	2,452.3	271.2	141.0	65.1	477.4	0.0	0.0	210.4	1,764.5
12-31-2035	2,479.3	274.2	142.6	65.8	482.6	0.0	0.0	183.4	1,813.3
12-31-2036	2,569.9	284.2	147.8	68.2	500.3	0.0	0.0	186.7	1,883.0
12-31-2037	2,537.7	280.7	145.9	67.4	494.0	98.9	0.0	180.2	1,764.5
12-31-2038	2,551.3	282.2	146.7	67.7	496.6	110.5	0.0	170.4	1,773.7
12-31-2039	2,523.5	279.1	145.1	67.0	491.2	98.9	0.0	174.2	1,759.2
12-31-2040	2,535.7	280.4	145.8	67.3	493.6	0.0	0.0	146.9	1,895.2
Subtotal	31,817.2	3,519.0	1,821.2	844.6	6,184.7	1,852.9	0.0	2,421.6	21,358.0
Remaining	37,756.0	4,175.8	2,171.4	1,002.2	7,349.4	209.5	192.3	2,200.0	27,804.7
Total	69,573.2	7,694.8	3,992.6	1,846.7	13,534.2	2,062.4	192.3	4,621.6	49,162.7

Period Ending	Levy Rate <sup>(2)</sup> (%)	Levy <sup>(2)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (MMS)	Corporate Income Tax Rate <sup>(3)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(3)</sup> (MMS)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (MMS)	Discounted at 5% (MMS)	Discounted at 10% (MMS)	Discounted at 15% (MMS)	Discounted at 20% (MMS)
12-31-2026	0.0	0.0	543.8	23.0	122.1	421.7	411.5	402.1	393.2	384.9
12-31-2027	0.0	0.0	618.3	23.0	135.5	482.9	448.8	418.5	391.5	367.3
12-31-2028	21.9	151.3	557.1	23.0	109.1	448.0	396.6	353.0	315.9	284.0
12-31-2029	30.9	235.2	584.2	23.0	114.9	469.3	395.6	336.2	287.7	247.9
12-31-2030	40.3	538.1	854.8	23.0	190.4	664.4	533.4	432.7	354.2	292.5
12-31-2031	46.8	576.4	715.6	23.0	143.1	572.5	437.7	338.9	265.4	210.0
12-31-2032	46.8	764.0	927.6	23.0	161.9	765.8	557.7	412.1	308.7	234.1
12-31-2033	46.8	738.9	899.2	23.0	154.8	744.4	516.3	364.2	261.0	189.6
12-31-2034	46.8	798.1	966.4	23.0	167.7	798.7	527.6	355.3	243.5	169.6
12-31-2035	46.8	825.5	987.8	23.0	188.8	798.9	502.6	323.1	211.8	141.3
12-31-2036	46.8	858.1	1,024.9	23.0	201.3	823.6	493.4	302.8	189.8	121.4
12-31-2037	46.8	802.7	961.8	23.0	196.4	765.4	436.8	255.8	153.4	94.0
12-31-2038	46.8	807.0	966.7	23.0	204.3	762.4	414.3	231.6	132.9	78.1
12-31-2039	46.8	800.2	959.0	23.0	209.1	749.9	388.1	207.1	113.6	64.0
12-31-2040	46.8	867.7	1,027.4	23.0	231.0	796.5	392.6	200.0	105.0	56.6
Subtotal		8,763.2	12,594.7		2,530.4	10,064.4	6,852.9	4,933.3	3,727.7	2,935.5
Remaining		13,025.9	14,778.8		3,406.7	11,372.1	3,620.2	1,309.6	523.4	226.1
Total		21,789.2	27,373.5		5,937.1	21,436.5	10,473.1	6,243.0	4,251.2	3,161.7

Totals may not add because of rounding.

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

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

<sup>(2)</sup> Oil and gas profits levy rates and estimates are provided by NewMed.

<sup>(3)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by NewMed and are its expected corporate income taxes per year.

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

Year	NewMed Working Interest Production (BCF)	Average Per Production Unit (\$/MCF)				Reserves Depletion Rate <sup>(1)</sup> (%)
		Price Received	Royalties Paid	Production Costs	Net Revenue	
2025 <sup>(2)</sup>	176.7	5.73	0.83	0.85	4.05	2.6
2024	180.8	6.28	0.90	0.93	4.45	2.6
2023	175.6	6.23	0.91	0.84	4.48	2.5

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

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

<sup>(2)</sup> 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 <sup>(1)(2)</sup> (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 <sup>(3)</sup> (decimal)			Gas Saturation (decimal)			Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) <sup>(4)</sup>			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.

<sup>(1)</sup> Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.